



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

**SUBASTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN CHILE: MODELACIÓN EN BASE A
UN SUPUESTO SOBRE LA
VALORACIÓN DE CONTRATOS A
TRAVÉS DE PORTAFOLIOS ÓPTIMOS.**

EDUARDO ANDRÉS ROUBIK ROJAS

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

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, Marzo, 2008

© 2008, Eduardo Andrés Roubik Rojas



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

**SUBASTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
CHILE: MODELACIÓN EN BASE A UN
SUPUESTO SOBRE LA VALORACIÓN DE
CONTRATOS A TRAVÉS DE PORTAFOLIOS
ÓPTIMOS.**

EDUARDO ANDRÉS ROUBIK ROJAS

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

JUAN PABLO MONTERO AYALA

DAVID WATTS CASIMIS

MARCOS SEPULVEDA FERNÁNDEZ

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

Santiago de Chile, Marzo, 2008

*A Katherine Strauss, por su amor y
apoyo incondicional*

AGRADECIMIENTOS

Quisiera comenzar estas líneas agradeciendo a la persona que se embarcó conmigo en esta aventura hace ya un año y medio atrás, el profesor Hugh Rudnick. Fue él quien me introdujo en el mundo del mercado eléctrico, y es él de quien he aprendido la gran mayoría de los conceptos que se utilizan a lo largo de esta tesis. Quisiera agradecer muy especialmente al profesor Marcos Singer, por su paciencia y dedicación, y por entregarme la mirada económica que subyace gran parte de las conclusiones que están aquí. Quisiera también agradecer al profesor Juan Pablo Montero, y a Rodrigo Moreno, por sus comentarios que fueron bien recogidos a lo largo de esta tesis.

Quisiera agradecer también a mis compañeros de CEOP Consulting, Joaquín Benavente, Rodrigo Alvarado, Eduardo Beffermann y muy especialmente a Garo Konstantinidis, quien me guio gran parte del camino, entregándome su expertise y visión económica de los problemas eléctricos. Muchos de sus comentarios también están recogidos aquí.

Por último quisiera agradece a Juan Pablo Fuentes, Gonzalo Cruz, Rolf Hitschfeld, Eduardo Monrás, José Miguel Faúndes, y todos mis compañeros y amigos que estuvieron conmigo en este tiempo, gracias por su amistad y comprensión en los momentos más difíciles. Quisiera terminar agradeciendo a Katherine Strauss por su paciencia, amor incondicional, y por ser gran parte de la razón por la que estoy aquí.

INDICE GENERAL

| | Pág. |
|---|------|
| DEDICATORIA..... | ii |
| AGRADECIMIENTOS | iii |
| INDICE DE TABLAS | vii |
| INDICE DE FIGURAS..... | ix |
| RESUMEN..... | xii |
| ABSTRACT..... | xiii |
| 1. INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| 2. MARCO CONCEPTUAL: MERCADO ELÉCTRICO Y SUBASTAS DE ENERGÍA..... | 6 |
| 2.1. Mercado Eléctrico Chileno..... | 6 |
| 2.1.1 Fijación de Tarifas Para Clientes Regulados | 7 |
| 2.1.2 CDEC o Centro de Despacho Económico de Carga..... | 11 |
| 2.2. Subastas de Energía Eléctrica en Chile: Licitaciones 1 y 2 de 2006..... | 15 |
| 3. MARCO TEÓRICO: SUBASTAS COMBINATORIALES Y GESTIÓN DE PORTAFOLIOS..... | 33 |
| 3.1. Subastas Combinatorias | 33 |
| 3.2. Preferencias de portafolio..... | 42 |
| 3.3.1 Creación de un mercado de futuros e ideas sobre distintos agentes de un mercado financiero..... | 46 |
| 4. SUPUESTOS Y CONJETURAS PARA MODELAR LAS SUBASTAS | 51 |
| 5. RESOLUCIÓN DE LAS LICITACIONES POR MEDIO DE SIMULACIÓN | 71 |

| | | |
|-------|---|----|
| 5.1. | Modelo del Comportamiento de los generadores..... | 72 |
| 5.2. | Diagrama de flujo de la simulación realizada en Matlab®:..... | 75 |
| 5.3. | Calibración del Modelo al Caso Chileno | 80 |
| 6. | RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN..... | 85 |
| 6.1. | Simulación para el caso de generadores heterogéneos en tecnología y heterogéneos en tamaño para distintas preferencias de riesgo..... | 85 |
| 6.1.1 | Dos generadores con baja aversión al riesgo, y tercer generador variable en preferencias. | 86 |
| 6.1.2 | Dos generadores con aversión media-baja al riesgo, y tercer generador variable en preferencias. | 87 |
| 6.1.3 | Dos generadores con aversión media-alta al riesgo, y tercer generador variable en preferencias. | 87 |
| 6.1.4 | Dos generadores con alta aversión al riesgo, y tercer generador variable en preferencias. | 88 |
| 6.2. | Simulación para el caso de generadores heterogéneos en tecnología y homogéneos en tamaño, para distintas preferencias de riesgo..... | 89 |
| 6.2.1 | Dos generadores con baja aversión al riesgo, y tercer generador variable en preferencias. | 90 |
| 6.2.2 | Dos generadores con aversión media-baja al riesgo, y tercer generador variable en preferencias. | 91 |
| 6.2.3 | Dos generadores con aversión media-alta al riesgo, y tercer generador variable en preferencias. | 91 |
| 6.2.4 | Dos generadores con alta aversión al riesgo, y tercer generador variable en preferencias. | 92 |
| 6.3. | Simulación para el caso de generadores homogéneos en tecnología y tamaño, para distintas preferencias de riesgo..... | 93 |
| 6.2.5 | Dos generadores con baja aversión al riesgo, y tercer generador variable en preferencias. | 94 |
| 6.2.6 | Dos generadores con aversión media-baja al riesgo, y tercer generador variable en preferencias. | 95 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 6.2.7 | Dos generadores con aversión media-alta al riesgo, y tercer generador variable en preferencias. | 96 |
| 6.2.8 | Dos generadores con alta aversión al riesgo, y tercer generador variable en preferencias. | 97 |
| 6.4. | Simulación de las subastas del 31 de Octubre de 2006..... | 98 |
| 7. | CONCLUSIONES EXTRAÍDAS DEL MODELO Y SIMULACIÓN | 106 |
| 7.1. | Influencia de la aversión al riesgo en los precios de adjudicación..... | 106 |
| 7.2. | Influencia del tamaño en los precios finales de adjudicación | 107 |
| 7.3. | Influencia de los costos en los precios finales de adjudicación | 109 |
| 7.4. | Efecto de las incertidumbres en el despacho y los costos de generación | 111 |
| 8. | DISCUSIÓN | 112 |
| 8.1. | El acierto de realizar subasta combinatoriales | 112 |
| 8.2. | Baja participación en las subastas 2-2006..... | 113 |
| 8.3. | ¿Existe colusión en el mercado eléctrico chileno?..... | 114 |
| 8.4. | Desarrollos futuros | 115 |
| | BIBLIOGRAFIA..... | 119 |
| | A N E X O S..... | 122 |
| | Anexo A: Apuestas en las subastas de Octubre 2006 | 123 |
| | Anexo B: Costo variable por generador considerando filiales..... | 127 |
| | Anexo C: Transferencias en el Mercado Spot..... | 130 |
| | Anexo D: Teoría de Juegos Competitivos..... | 133 |

INDICE DE TABLAS

| | Pág. |
|---|------|
| Tabla 2-1: Costo variable de generación operando con gas natural..... | 9 |
| Tabla 2-2: Costo variable de generación operando con diesel..... | 10 |
| Tabla 2-3: Balances para el Ejemplo 1 | 14 |
| Tabla 2-4: Etapas del proceso de licitación de suministros. | 17 |
| Tabla 2-5: Bloques Base licitados en Octubre de 2006 | 28 |
| Tabla 3-1: Valoraciones de los objetos licitados por jugador | 36 |
| Tabla 3-2: Rentabilidades probables para los activos <i>A</i> y <i>B</i> | 44 |
| Tabla 4-1: Potencia bruta instalada por generadora. | 52 |
| Tabla 4-2: Potencia bruta instalada por generadora, reconociendo propiedades. | 52 |
| Tabla 4-3: Utilidad según nivel de contratación ($\gamma' = 3,6\%$). | 69 |
| Tabla 5-1: Escenario de licitación para Simulación..... | 71 |
| Tabla 5-2: Generación anual para el 2006 y esperada para el 2007 de AES Gener, Colbún y Endesa..... | 72 |
| Tabla 5-3: Número de estrategias disponibles dada la resolución de precios usada..... | 74 |
| Tabla 5-4: Rentabilidad de contratos con EE.DD según tecnología y precio | 80 |
| Tabla 5-5: Costos promedio de Generación por Empresa | 81 |
| Tabla 5-6: Rentabilidad del Mercado Spot según tecnología | 81 |
| Tabla 5-7: Riesgo del Mercado Spot Según Tecnología..... | 82 |
| Tabla 5-18: Generación esperada por empresa durante la madurez de los contratos de Octubre de 2006..... | 82 |
| Tabla 6-1: Nomenclatura para la Simulación..... | 86 |
| Tabla 6-2: Nivel de generación y contratación de generadoras años 2003 a 2006 | 98 |
| Tabla 6-3: Cálculo de la aversión al riesgo de los generadores | 101 |
| Tabla 6-4: Precios en Quillota 220 kV, predicción Systep Ingeniería y Diseños | 103 |
| Tabla 6-5: Rentabilidades de cada generador según precio ofertado..... | 104 |
| Tabla 6-6: Rentabilidades esperadas en el spot..... | 104 |
| Tabla 6-7: Resultado de la simulación de las subastas de Octubre 2006..... | 105 |

| | |
|---|-----|
| Tabla A-1: Apuestas por Licitación para las Subasta de Octubre 2006..... | 123 |
| Tabla B-1: Costos variables de Generación por planta (parte I)..... | 127 |
| Tabla B-2: Costos variables de Generación por planta (parte II)..... | 128 |
| Tabla B-3: Costos variables de Generación por planta (parte III) | 129 |
| Tabla C-1: Transferencias en el Mercado Spot 2007..... | 130 |
| Tabla C-2: Transferencias en el Mercado Spot 2006..... | 131 |
| Tabla C-3: Transferencias en el Mercado Spot 2005..... | 132 |
| Tabla D-0-1: Juego del ejemplo 2 en formato normal. | 145 |

INDICE DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|------|
| Figura 2-1: Cortes efectivos de gas sobre requerimientos normales en el SIC. | 8 |
| Figura 2-2: Esquematización para el Ejemplo 1 | 13 |
| Figura 3-1: Gráfico Rentabilidad Riesgo para el Ejemplo 4: | 45 |
| Figura 3-2: Flujos de Caja producto de un contrato con EE.DD. prototipo | 46 |
| Figura 4-1: Conformación de portafolios de energía de los generadores | 51 |
| Figura 4-2: Generación diaria del año 2006, de AES Gener-Colbún-Endesa | 53 |
| Figura 4-3: Generación diaria del año 2007, de AES Gener-Colbún-Endesa | 54 |
| Figura 4-4: Generación diaria histórica de AES Gener, Colbún y Endesa entre 1996-2006 | 54 |
| Figura 4-5: Tasa de crecimiento diaria (MWh/día) de la generación de Colbún y Endesa | 55 |
| Figura 4-6: Tasa de crecimiento anual (MWh/año) de la generación de Colbún y Endesa | 56 |
| Figura 4-7: Tasa de crecimiento diaria (MWh/día) de la generación de AES Gener | 57 |
| Figura 4-8: Tasa de crecimiento anual (MWh/año) de la generación de AES Gener | 57 |
| Figura 4-9: Precio medio libre vs. Precio spot, para el periodo oct05 – feb06..... | 61 |
| Figura 4-10: Costo del MWh según nivel de generación AES Gener (Fuente CNE) | 63 |
| Figura 4-11: Costo del MWh según nivel de generación Colbún (Fuente CNE) | 64 |
| Figura 4-12: Costo del MWh según nivel de generación Endesa (Fuente CNE) | 64 |
| Figura 4-13: Iso-Utilidades para la función de la Ecuación 8 | 68 |
| Figura 4-14: Utilidad vs. Nivel de Contratación, dada una rentabilidad de los contratos con EE.DD..... | 69 |
| Figura 5-1: Juego de licitación simplificado, para $a = 3$ acciones por generador | 73 |
| Figura 5-2: Diagrama de flujo, simulación de subastas con Matlab®..... | 76 |
| Figura 5-3: Diagrama de flujo, “Parámetros para caracterizar a los Gencos” | 77 |

| | |
|---|-----|
| Figura 5-4: Diagrama de flujo, “Generación de perfil de apuestas posibles” | 77 |
| Figura 5-5: Diagrama de flujo, “Obtención de la Matriz del Juego Estratégico” | 78 |
| Figura 5-6: Diagrama de flujo, “Cálculo de los Equilibrios de Nash” | 78 |
| Figura 5-7: Diagrama de flujo, “Depuración de equilibrios por mano temblorosa” . | 79 |
| Figura 5-11: Generación histórica del SIC, desde 1996 a julio de 2006 | 83 |
| Figura 6-1: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 0,5% y tercero variable en preferencias. | 86 |
| Figura 6-2: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 1,2% y tercero variable en preferencias. | 87 |
| Figura 6-3: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 2,6% y tercero variable en preferencias. | 88 |
| Figura 6-4: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 3,3% y tercero variable en preferencias. | 89 |
| Figura 6-5: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 0,5% y tercero variable en preferencias. | 90 |
| Figura 6-6: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 1,2% y tercero variable en preferencias. | 91 |
| Figura 6-7: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 2,6% y tercero variable en preferencias. | 92 |
| Figura 6-8: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 3,3% y tercero variable en preferencias. | 93 |
| Figura 6-9: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 0,5% y tercero variable en preferencias. | 95 |
| Figura 6-10: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 1,2% y tercero variable en preferencias. | 96 |
| Figura 6-11: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 2,6% y tercero variable en preferencias. | 97 |
| Figura 6-12: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 3,3% y tercero variable en preferencias | 98 |
| Figura 6-13: Precio spot vs. Precio de contratos libres, durante el 2006..... | 100 |

| | |
|---|-----|
| Figura 6-14: Precio Spot en barra Quillota 220 kV, predicción de Marcelo Tokman..... | 102 |
| Figura 6-15: Precio Spot en barra Alto Jahuel 220 kV, predicción de Systept..... | 103 |
| Figura 7-1: Precio de adjudicación con tamaño real y reducido de Endesa | 107 |
| Figura 7-2: Utilidad de Endesa según contratación alcanzada para $\gamma = 1,9 \%$, precio del contrato 55 USD/MWh, y rentabilidad del spot de 5,09 | 108 |
| Figura 7-3: Valor del contrato marginal (1% más contratado) para Endesa si $\gamma = 1,9 \%$ y si $\gamma=0\%$ | 109 |
| Figura 7-4: Precios promedio esperado ante dos generadores con $\gamma = 2,6\%$ y tercero variable en preferencias..... | 110 |
| Figura 7-5: Utilidad de un generador según tecnología y nivel de contratación | 110 |
| Figura A-0-1: Apuestas de Endesa según distribuidora (en Quillota 220V) | 124 |
| Figura A-0-2: Apuestas de AES Gener según distribuidora (en Quillota 220V) | 125 |
| Figura A-0-3: Apuestas de Colbún según distribuidora (en Quillota 220V) | 125 |
| Figura A-0-4: Apuestas de Guacolda (filial de AES Gener) según distribuidora (en Quillota 220V) | 126 |
| Figura D-0-1: Juego del ejemplo 2 en forma extensiva..... | 144 |

RESUMEN

El objetivo general de esta tesis es demostrar que la aversión al riesgo es un aspecto fundamental del comportamiento de los generadores eléctricos en subastas de contratos. Para ello, se construye un modelo de juegos competitivo desde un supuesto sobre como la aversión al riesgo influencia el comportamiento estratégico de estos. Se utiliza información real del mercado eléctrico chileno y del comportamiento observado en las subastas de contratos para distribuidoras de Octubre 2006.

Dado que los contratos de suministro para distribuidoras en Chile son subastados utilizando un formato combinatorial, se hacen simplificaciones para manejar las crecientes exigencias en tiempo de simulación que esto impone. Para ello, el espacio de precios posibles para ofrecer es discretizado, además de reducirse las posibles divisiones del bloque de energía a subastar. Los resultados obtenidos muestran que los conceptos de aversión al riesgo afectan dramáticamente el resultado de las subastas y deben estar presentes en el *check list* de cualquier entidad a cargo del diseño de estas.

Un segundo objetivo es dilucidar cuales parámetros son relevantes para predecir el comportamiento de los generadores. A través de un desarrollo analítico se demuestra que la aleatoriedad en la generación y la aleatoriedad de los costos de producción, no son relevantes a la hora de modelarlos.

Es importante mencionar que la modelación realizada está pensada para sistemas con componente hidráulica como el SIC Chileno.

Palabras Claves: Valoración de Contratos de Suministro, Gestión de Portafolio, Subastas Combinatorias, Teoría de Juegos, Comportamiento Estratégico en Subastas.

ABSTRACT

The aim of this thesis is to demonstrate that risk aversion considerations must be taken into account in the modeling of electrical market supply contracts auctions. To prove this assumption, an ad-hoc static competitive game model is constructed using Chilean market real parameters and observed behaviors in the past October 2006 auctions.

Given that the Chilean long term supply contracts with discos are auctioned using combinatorial auctions, simplifications are made to address the exponentially increasing simulating time cost in obtaining generators strategic behavior. For these means, a discrete number of possible prices to offer and reduced supply block division possibilities are used. The results obtained shows that risk aversion concepts dramatically affect the auction results, and must be taken into account in any design of these auctions.

A secondary objective of this thesis is to determine which parameters are relevant in the modeling of generators strategic behavior. Through an analytic derivation, the irrelevance of the dispatch and generating costs uncertainties is demonstrated.

It is important to notice that the model was designed for systems with hydraulic components like the Chilean SIC.

Keywords: Supply Contract Assessment, Portfolio Management, Combinatorial Auctions, Game Theory, Strategic Auction Behavior.

1. INTRODUCCIÓN

La cadena de abastecimiento de energía eléctrica ha sido desde sus inicios un terreno de fértil estudio para los investigadores. Esto se ha debido principalmente a los enormes volúmenes de dinero manejados en cada eslabón y debido al fuerte impacto que tiene el precio de la electricidad en la economía familiar (Wodon y Yitzhaki, 2002). Aun cuando existen innumerables investigaciones sobre los diferentes eslabones en si mismos, el grueso de los estudios se ha centrado en la configuración de su interrelación.

Diferentes soluciones se han propuesto para configurar la cadena de abastecimiento eléctrico. Soluciones como “la empresa verticalmente integrada”, la fuerte participación del Estado o las soluciones de mercado han sido hasta hoy, los mecanismos preferidos por los diferentes interesados (Galetovic, 2003). En Chile, por nuestra parte, hemos sido pioneros en la soluciones de mercado para la configuración eléctrica (Rudnick, 1998). Sin embargo, nos hemos quedado atrás en cuanto a su tarificación e independencia del Estado.

Específicamente en nuestro país, la forma de configurar el mercado eléctrico ha sido a grandes rasgos la siguiente. Existen tres áreas principales: (1) la generación, (2) la transmisión y (3) la distribución¹. De estas, la transmisión y la distribución están sujetas a fuertes regulaciones, son manejadas por privados en base a concesiones, y están obligadas a suministrar servicio². Sólo en la generación eléctrica existe la libre competencia y no hay obligación de servir.

Más diversas aún que las configuraciones del mercado eléctrico, son las configuraciones de la tarificación eléctrica. Esta varía en un continuo que va desde la regulación total a la liberalización total. Sin embargo, el método más adoptado por los diferentes países ha sido la fijación centralizada de tarifas aun cuando algunos pioneros como Colombia (Larsen et al, 2003) e Inglaterra (Wolfram, 1999) se han volcado a

¹ Ver <http://www.cne.cl/electricidad/sector.php>

² Ley 19.940 de Marzo de 2004, República de Chile

mecanismos de despeje de mercado. En Chile por nuestra parte, con la promulgación de la ley corta II³, hemos dado un paso hacia la liberalización de tarifas.

La tarificación en Chile es, hasta hoy, centralizadamente fijada por la CNE. Está última calcula y promulga semestralmente el llamado **precio de nudo**⁴, el cual impone el precio al cual se pagan los suministros contratados por las distribuidoras a los generadores. Sin embargo, con la promulgación de la ley corta II, el esquema de tarificación se ha volcado hacia un despeje de mercado, introduciendo un mecanismo de subastas para la adjudicación de los suministros eléctricos. Esta subasta fue, para las licitaciones de Octubre 2006, del tipo *pay as bid* combinatorial la cual posee características especiales para capturar las complementariedades y substitubilidades que el generador ve entre los objetos licitados (Kelly y Steinberg, 2000).

La introducción de este mecanismo ha dado un nuevo puntapié a la investigación científica en mercados eléctricos, haciendo confluir tanto la teoría de subastas, la teoría financiera y la teoría de juegos en la modelación de este mecanismo de adjudicación (Holland, 2005). Los científicos nacionales ya han comenzado a conjeturar sobre sus posibles desenlaces, y nosotros también hemos tomado parte en este desafío.

Previa realización de una extensa revisión bibliográfica sobre subastas por energía eléctrica, así como subastas por contratos de largo plazo en el mundo, unida a una exhaustiva revisión de la literatura técnica sobre subastas, teoría de juegos y gestión de portafolios, se ha llegado a las siguientes conclusiones.

Primero, es posible percatarse que gran parte de la investigación sobre subastas de energía eléctrica, se centra en los llamados Day-Ahead Markets (Khan et al, 2001). Los Day-Ahead Markets son mercados spot donde los generadores ofrecen precios por su energía para la configuración del despacho óptimo de centrales del día siguiente. Estos mercados están configurados en torno a subastas, donde los mecanismos más usados de

³ Ley 20.018 del 19 de mayo de 2005, República de Chile

⁴ http://www.cne.cl/electricidad/regimen_tarifario/nudo.php

despeje son los de Uniform Pricing y Pay as Bid (Bower y Bunn, 2001). La gran discusión científica sobre estos mercados se libra en como lograr mejores y menos volátiles precios por la energía, centrándose la investigación en si el uniform pricing o el pay as bid es mejor para estos fines (Xiong et al, 2004).

Aunque fructíferas, las conclusiones sobre las subastas en Day-Ahead Markets poco ayudan a entender el comportamiento de los generadores cuando las subastas no son spot sino que por contratos de largo plazo. Como se sabe, los contratos por abastecimiento eléctrico de largo plazo juegan un rol fundamental en la cobertura del riesgo spot, y están íntimamente ligados con las decisiones de expansión del parque eléctrico. La escasa investigación sobre el comportamiento de los generadores en estas subastas es una primera motivación de esta tesis.

Segundo, las escasas investigaciones previas acerca del comportamiento de los generadores en subastas por contratos han fallado en incorporar dos aspectos fundamentales de estos. Un primer aspecto es que la aversión al riesgo de los generadores es la gran explicación de por qué estos buscan contratarse en mercados de largo plazo. Como se sabe, para cubrir los riesgos derivados de una fuerte inversión en generación los generadores se protegen principalmente con contratos. Luego, la valoración de un contrato por suministro de largo plazo debe ser realizada considerando estas preferencias (Matthews, 1987).

El segundo aspecto olvidado es que la utilidad marginal que el generador ve en nuevos contratos es decreciente. Esto indica que el generador ve substitubilidad entre los contratos, lo que invita a pensar que una subasta combinatorial es una buena opción de subasta (Klemperer, 1999), (Epstein et al, 2002). Hasta donde se sabe, las investigaciones que incorporen combinatorialidad y aversión al riesgo en subastas por contratos son escasas.

La tercera y última conclusión, es que existe cierta confusión sobre cuales parámetros son y cuales no son relevantes para modelar el comportamiento de los

generadores. No existe certeza en si la aleatoriedad del despacho y de los costos de generación juegan un rol importante en el comportamiento estratégico de los generadores. Es importante entonces avanzar en la determinación de cuales parámetros son y cuales no son importantes en la modelación de los generadores.

Avanzar en las contingencias extraídas de estas conclusiones es la principal motivación de esta tesis. Para ello, se realiza una completa modelación del comportamiento de los generadores a través de portafolios óptimos y teoría de juegos, para luego simular su comportamiento con un simulador programado en Matlab®.

Las conclusiones derivadas de la modelación son que el único riesgo diversificable con contratos de suministro es el riesgo del precio spot. Esto ayuda a despejar la interrogante de si las incertezas en el despacho y los costos de generación son relevantes en el comportamiento estratégico en subasta de largo plazo.

Las conclusiones derivadas de la simulación son que la aversión al riesgo influencia dramáticamente el comportamiento estratégico de los generadores y, por lo tanto, estas preferencias deben ser consideradas en cualquier diseño de subastas.

La presente investigación se configura como sigue. En el capítulo 2, se hace una primera introducción al mercado eléctrico chileno resaltando los aspectos de la operación, contratación, y mecanismos de transferencias en el mercado spot. La finalidad de éste es que el lector entienda el marco en el cual se desenvuelven las licitaciones de energía para distribuidoras.

Posteriormente, se hace una completa exposición sobre las condiciones en las cuales se licitan los contratos de suministro en Chile. Se incluye además los resultados de las primeras dos licitaciones realizadas bajo dicho marco.

Entendidos ya el mercado y las condiciones de contratación, en el capítulo 3 se procede a realizar una revisión de los conceptos técnicos utilizados en esta tesis. Se

comienza con una exposición sobre los principales aspectos de una subasta combinatorial seguido de un repaso de las herramientas de gestión de portafolio que se utilizarán a lo largo de la tesis. En el Anexo D en tanto, se hace un completo repaso de teoría de juegos.

Obtenidas ya todas las herramientas necesarias para entender el desarrollo de esta investigación, en el capítulo 4 se exponen y respaldan todos los supuestos en que se basa ésta. Posteriormente en el capítulo 5 se introduce el modelo propuesto, su calibración al caso chileno, y la simulación en Matlab® realizada. Los resultados obtenidos se presentan en el capítulo 6.

Las principales conclusiones rescatadas del modelo y la simulación se presentan en el capítulo 7. Finalmente, la discusión de los resultados y los alcances de esta tesis se presentan en el capítulo 8.

2. MARCO CONCEPTUAL: MERCADO ELÉCTRICO Y SUBASTAS DE ENERGÍA

2.1. Mercado Eléctrico Chileno

En Chile, luego del proceso de desregulación experimentado durante los años 80, se fragmentó la estructura verticalmente integrada del mercado eléctrico distinguiéndose claramente los negocios de generación, transmisión y distribución.

Específicamente, mediante la llamada Cuarta Ley General de Servicios Eléctricos (DFL 1 de 1982) se reconoció, por primera vez, la existencia de posibilidades de competencia en la generación, manteniéndose sin embargo la estructura monopolística para los negocios de transmisión y distribución.

Cuando la integración vertical aún existía, la remuneración de las empresas eléctricas era un problema prioritario para el gobierno. En ese entonces, la solución de pago seleccionada utilizaba un criterio contable en su determinación a través de la fijación de las llamadas tarifas eléctricas. Estas tarifas eran calculadas considerando los estados financieros de las empresas, y eran fijadas a modo de asegurar un mínimo de rentabilidad (típicamente 10%) que era independiente de la eficiencia con la que cada compañía gestionara su negocio.

Este esquema intervenido de remuneración introducía claros problemas de agencia. Dado que la eficiencia en la gestión no incidía en sus resultados financieros, las empresas tenían claros incentivos para descuidar la buena administración con la consecuente subinversión y gestión ineficiente de activos.

Es por ello que, a contar de la Cuarta Ley General de Servicio Eléctricos, se pasó a una metodología marginalista para la fijación de las tarifas eléctricas. En ella se aprovechan mecanismos propios de los mercados eficientes y competitivos para la tarificación del sector. Resumidamente, se crearon las instancias para tarificar la

generación a costo marginal pagándose en cada instante de tiempo el costo marginal del generador más caro que esté suministrando energía al sistema en ese momento.

2.1.1 Fijación de Tarifas Para Clientes Regulados

En Chile se hace la distinción entre *clientes libres* y *clientes regulados*. Los primeros deben tener una carga conectada superior a los 2000 kW⁵, y pueden gestionar particularmente sus contratos de abastecimiento de energía con las generadoras (DFL 1 de 1982 Ministerio de Minería, Art. 90°). Los segundos (con cargas menores a 2000 kW) son abastecidos por empresas concesionarias de distribución, las cuales hasta antes de la llamada Ley Corta II (Ley 20.018 del 19 de mayo de 2005) debían mantener contratos de abastecimiento con las generadoras a tarifas reguladas llamadas *precios de nudo*.

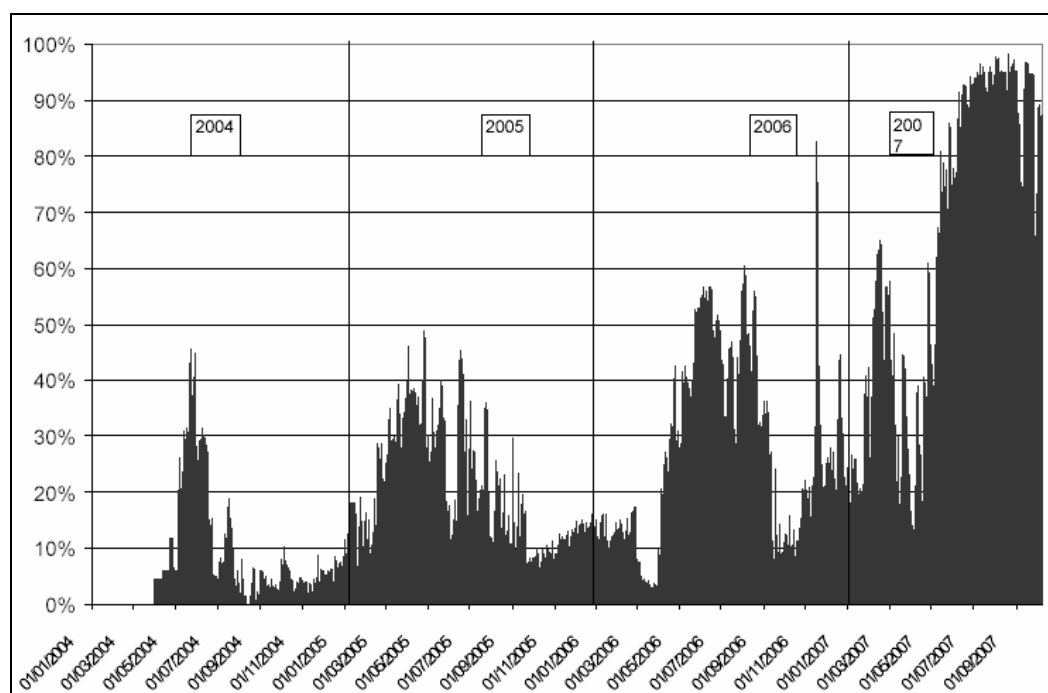
Estos precios de nudo son calculados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía y son obtenidos en base a una simulación de escenarios futuros, que abarca 10 años hidrológicos, donde se considera lo siguiente: (1) el plan de obras de la CNE, (2) los precios esperados de los combustibles usados en generación y (3) el parque actual de generación del sistema, entre otros (véase *Informe Definitivo Precio de Nudo SIC Abril de 2007*).

Sin embargo, este esquema de contratación entre concesionarias de distribución y generadores mostró tener algunos inconvenientes. Esto, puesto se produce en algunos escenarios un desfase entre los precios cobrados por la generación y los costos de mercado experimentados por las generadoras. Esto sucede ya que el precio de nudo se fija a una banda entorno a los precios promedios de los contratos libres, los cuales no reflejan los últimos acontecimientos del mercado (véase *Informe Definitivo Precio de Nudo SIC Abril de 2007*).

⁵ Los clientes con cargas entre 500 y 2000 kW pueden elegir entre ser regulados o libres (ley 19.940 Art. 4° que modifica el artículo 90° del DFL 1 de 1982 del Ministerio de Minería).

Este inconveniente es el que efectivamente se ha venido dando el último tiempo. El desabastecimiento de gas desde Argentina, unido a la sostenida alza del petróleo, ha incrementado sumamente los costos de generación. Sin embargo, el precio de nudo sigue amarrado a una banda entorno al promedio de los contratos libres, los cuales fueron firmados cuando aún no existían indicios del desabastecimiento de gas natural ni de la arremetida de los precio del petróleo.

El gráfico siguiente muestra la profundidad de los cortes de suministro desde Argentina entre enero del 2004 y septiembre de 2007.



Fuente: CNE

Figura 2-1: Cortes efectivos de gas sobre requerimientos normales en el SIC.

Existen dos patrones claros en la **Figura 2-1**. Primero, la profundidad de los cortes es claramente mayor durante los meses de invierno, en donde el aumento de consumo eléctrico por calefacción en Argentina provoca el corte de las exportaciones hacia Chile. Segundo, su profundidad es cada vez mayor producto del crecimiento del

consumo interno Argentino, y la poca sinceridad de los precio del gas, lo cual provoca una ralentización en la inversión y la explotación del mismo.

En las siguientes tablas, se aprecia el costo variable que asigna la CNE a las centrales del SIC, operando con gas natural y operando con diesel.

Tabla 2-1: Costo variable de generación operando con gas natural.

| Gas Natural | |
|-------------------|-------------|
| Central | USD/MWh |
| Campanario CA | 56,9 |
| Coronel TG Gas | 25,0 |
| Horcones TG Gas | 79,8 |
| Nehuenco I | 35,5 |
| Nehuenco II | 32,4 |
| Nueva Aldea 2 Gas | 74,0 |
| Nueva Renca | 33,49 |
| San Isidro | 37,15 |
| Taltal1 | 48,02 |
| Taltal2 | 48,02 |
| Prom | 47,0 |

Fuente: CNE

Tabla 2-2: Costo variable de generación operando con diesel.

| Diesel | | | |
|-------------------------|---------|-------------------------------|---------|
| Central | USD/MWh | Central | USD/MWh |
| Ancud | 198,9 | Los Vientos | 173,5 |
| Antilhue TG-1 | 152,4 | Los Vilos 01 Diesel | 152,6 |
| Antilhue TG-2 | 152,4 | Nehuenco 9B Diesel I | 185,4 |
| Campanario CA Diesel | 193,2 | Nehuenco 9B Diesel II | 209,2 |
| Candelaria CA Diesel I | 185,5 | Nehuenco I Diesel | 110,1 |
| Candelaria CA Diesel II | 185,5 | Nehuenco I Diesel FA | 110,2 |
| Cardones 01 Diesel | 152,6 | Nehuenco II Diesel | 110,1 |
| Casa Blanca 01 | 138,6 | Nueva Aldea 2 Diesel | 226,5 |
| Casa Blanca 02 | 190,6 | Nueva Renca Diesel | 112,9 |
| Con Con | 139,7 | Quellón | 200,1 |
| Coronel TG Diesel | 150,5 | Renca | 231,8 |
| Curauma | 133,4 | San Isidro 2 CA Diesel | 133,0 |
| Diego Almagro TG | 212,5 | San Isidro 2 CC Diesel | 121,1 |
| EV25 | 202,6 | San Isidro Diesel | 121,1 |
| Laguna Verde TG | 170,3 | Taltal Ciclo Combinado Diesel | 119,4 |
| Las Vegas | 140,8 | Taltal2 Diesel | 175,3 |
| Prom | | 162,2 | |

Fuente: CNE

Según se ve en la **Tabla 2-1** y la **Tabla 2-2**, el costo de generación prácticamente se triplica (3,5 veces el costo) cuando una central debe operar con diesel en lugar de gas natural. Este costo es asumido por la generadora la cual firmó contratos de largo plazo sin prever el futuro desabastecimiento de gas natural.

Es por todo lo anterior que mediante la Ley Corta II se relajó la restricción de contratación a precio de nudo, y se introdujo un esquema de subastas para la fijación de precios a clientes regulados. Para ello, las concesionarias de distribución deberán contratar la energía destinada a sus clientes regulados mediante licitaciones. Estas últimas deberán ser: (1) públicas, (2) no discriminatorias y (3) deberán asegurar el suministro para clientes regulados, por lo menos, para los siguientes 3 años.

2.1.2 CDEC o Centro de Despacho Económico de Carga.

A este punto, el lector se preguntará como se gestionan los enormes flujos de energía y dinero producto de las contrataciones antes mencionadas. La respuesta, es que existe una entidad central (CDEC) encargada no sólo de gestionar los flujos físicos y financieros producto de los contratos, si no más en el fondo las transferencias en el llamado mercado spot. Los mecanismos que gobiernan este mercado se explicarán en esta sección.

El CDEC es una institución técnica no gubernamental, que dentro de sus atribuciones más importantes, tiene encargada la decisión transversal del nivel de generación del parque eléctrico para el subsistema en el cual opera. Esta institución es dependiente de la Comisión Nacional de Energía y fue constituida por el DFL N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería y reglamentada por el D.S. N° 327 de 1997 del mismo ministerio.

En cuanto a su conformación, el CDEC está constituido por las siguientes personalidades jurídicas: (a) generadores con capacidad instalada mayor al 2% de la capacidad del sistema a la fecha de constitución del CDEC, (b) autoprodutores de energía eléctrica con capacidad instalada superior al 2% de la capacidad instalada del sistema a la fecha de constitución del CDEC y mayor a su demanda máxima anual y (c) empresas de transmisión con instalaciones de un nivel de tensión superior a 23 kV y con a lo menos una línea de mas de 100 Km. de longitud⁶. A futuro se incorporará un representante de los grandes clientes.

Dentro de su misión como institución, el CDEC está encargado de velar por el cumplimiento de los siguientes *propósitos de funcionamiento* del mercado eléctrico: (1) preservar la seguridad del servicio eléctrico, (2) garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema y (3) garantizar el acceso

⁶ www.cdec-sic.cl

abierto y no discriminatorio a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión⁷.

Cada uno de estos propósitos apunta a la obtención de una condición deseable de operación del mercado. El propósito (1), apunta a mantener la seguridad del servicio eléctrico entendido como la forma de operación que permite al sistema en su conjunto reaccionar ante contingencias, minimizando la pérdida de carga. Por su parte (2), intenta encontrar un modo de operación que manteniendo lo estipulado en (1) sea gestionado a mínimo costo. Por último (3), busca mantener las condiciones mínimas para la competencia en generación mediante la garantía de libre acceso a los sistemas de transmisión troncal.

Para lograr (2), el CDEC realiza una programación de la operación para el corto, mediano y largo plazo. Para todas ellas, se utilizan modelos computacionales de simulación basados en programación dinámica dual. En el mediano y largo plazo, el modelo utilizado considera el valor ínter temporal del agua, además de las pérdidas de transmisión en las redes eléctricas, para cada configuración de generación posible.

En el corto plazo por su parte, el CDEC informa a los generadores la programación de la generación a través del *despacho de centrales*. Además, el CDEC controla su nivel de generación en tiempo real a manera de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad.

Hecho lo anterior, el CDEC calcula los *costos marginales instantáneos* en todas las barras del sistema, junto con las potencias firmes de cada central generadora. Esta información es luego utilizada para remunerar a los generadores y para calcular y valorizar las transferencias de energía y potencia entre ellos.

⁷ Presentación del CDEC-SING al curso de Mercados Eléctricos PUC, Abril 2006

Es importante señalar en este punto, que para poder hacer retiros de energía en un sistema interconectado es necesario disponer de un contrato de abastecimiento con un generador o distribuidor. Estos contratos son firmados por todas las empresas que cuenten con una carga instalada mayor a los 2000 kW y por todas las empresas concesionarias de distribución (las encargadas del suministro de energía eléctrica a los clientes regulados) que no se autoabastezcan completamente de su energía demandada por clientes regulados.

Las transferencias financieras se realizan entonces de la siguiente manera. Todo consumidor que hace retiros del sistema interconectado debe poseer un contrato con un generador, contrato el cual es del conocimiento del CDEC. Luego, el CDEC realiza lo siguiente: (a) calcula las inyecciones de energía de los generadores en las distintas barras, para las distintas horas, y les paga su generación multiplicada por el costo marginal de barra. Luego (b), el CDEC cobra a los generadores, a costo marginal de barra, los consumos realizados por sus clientes lo cual sirve a su vez para remunerar a los generadores en (a) (y en parte a la transmisión).

Se presenta a continuación un ejemplo de cómo se realizan las transferencias financieras a través del CDEC⁸.

Ejemplo 1:

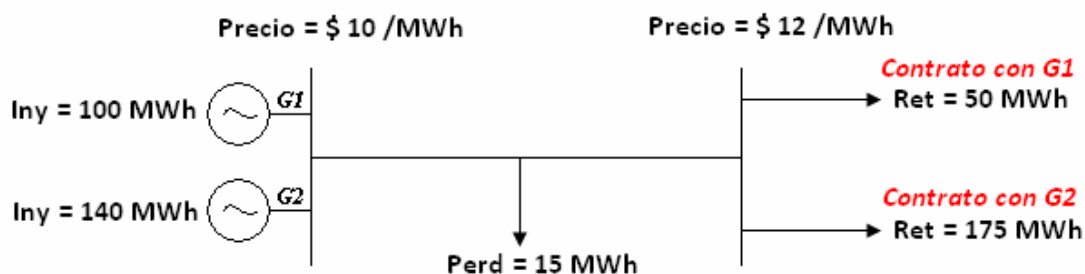


Figura 2-2: Esquematización para el **Ejemplo 1**

⁸ Presentación del CDEC-SING al curso de Mercados Eléctricos PUC, Abril 2006

Tabla 2-3: Balances para el Ejemplo 1

| Valoración de Inyecciones | | | | Valoración de Retiros | | | | |
|-------------------------------|------------|---------|----------|-----------------------|------------|------------|----------|----------|
| | Precio | Iny | Valor | | Precio | Iny | Valor | |
| G1 | \$ 10 /MWh | 100 MWh | \$ 1.000 | G1 | \$ 12 /MWh | 50 MWh | \$ 600 | |
| G2 | \$ 10 /MWh | 140 MWh | \$ 1.400 | G2 | \$ 12 /MWh | 175 MWh | \$ 2.100 | |
| | | Total | 240 MWh | \$ 2.400 | | Total | 225 MWh | \$ 2.700 |
| Ingresos por tramos Sist. Tx. | | | | Balances | | | | |
| | Precio | Iny | Valor | | Físico | Financiero | | |
| Retiro | \$ 12 /MWh | 225 MWh | \$ 2.700 | G1 | 50 MWh | \$ 400 | | |
| Inyección | \$ 10 /MWh | 240 MWh | \$ 2.400 | G2 | -35 MWh | -\$ 700 | | |
| | | Total | -15 MWh | \$ 300 | Total | 15 MWh | -\$ 300 | |
| | | | | IT | -15 MWh | \$ 300 | | |
| | | | | Balance | 0 | 0 | | |

Podemos ir calculando las transferencias como las enumeramos más arriba. Primero, el CDEC calcula las remuneraciones por inyección de los generadores. De la figura, vemos que el generador 1 inyecta 100 MWh en una barra cuyo costo marginal es \$10 /MWh. Luego, G1 recibe un pago de \$ 1.000 por su generación. Con un cálculo análogo obtenemos un pago de \$ 1.400 para G2.

Por otra parte, el CDEC cobra a los generadores los retiros hechos por sus clientes. En el caso de G1, él mantiene un contrato con un consumidor que retira 50 MWh en una barra cuyo costo marginal es de \$12 /MWh. Luego, G1 debe pagar al CDEC un total de \$ 600 por lo retiros de su cliente. Análogamente, se puede calcular que G2 debe pagar \$ 2.100 por los retiros de su contrato.

Si nos fijamos, la diferencia entre el total pagado por los generadores al CDEC y el total pagado por el CDEC a los generadores, es un resultado positivo $\$2.700 - \$2.400 = \$300$. Este dinero remanente es el llamado *ingreso tarifario*, y está destinado a remunerar en parte a los dueños del sistema de transmisión.



Es importante destacar, que los precios acordados entre generadores y consumidores son libres, por lo cual el pago de $\$2.100 - \$1.400 = \$600$ que debe hacer G2 en favor de G1 y el Tx, provendrá de su propio contrato con el consumidor que retira los 175

MWh. En este caso, G1 es llamado *generador excedentario* y G2 es llamado *generador deficitario*.

Es importante resaltar, que no depende del generador ser excedentario o deficitario dados un set de contratos. Un generador no decide cuanto generará ya que es el CDEC el encargado de realizar el despacho y, como sabemos, este sólo considera los costos variables de generación para ello (entre otros parámetros). **No considera los contratos financieros.**

2.2. Subastas de Energía Eléctrica en Chile: Licitaciones 1 y 2 de 2006

Hecha ya una revisión de cómo funciona el mercado eléctrico, es oportuno introducir el marco en el cual se desarrollan las licitaciones de energía en Chile. La finalidad de esta sección es entender todas las aristas que componen estas subastas, a modo de poder entender su posterior simulación.

Como se mencionó líneas arriba, la poca sinceración entre los precios de nudo y los costos marginales de generación llevó a Chile a instaurar un esquema de subasta para la tarificación de suministros destinados a clientes regulados.

Los documentos oficiales que dieron la partida a esta nueva forma de tarificación fueron la Ley 20.018 y la Resolución Exenta N° 704 de la CNE. Esta última, visto lo dispuesto en las resoluciones exentas CNE/611 y CNE/680, además de la Ley Corta II (Ley N° 20.018) tuvo por propósito “...*fijar mediante resolución exenta los plazos, requisitos y condiciones para las subasta de energía eléctrica..., las que deben ser efectuadas por las concesionarias de servicio público de distribución...*”⁹.

La primera regla importante que dejó esta resolución es que las encargadas de llevar a cabo las licitaciones serán las distribuidoras. Ellas deberán entonces diseñar sus bases de licitación conforme a los delineamientos que estipula la resolución Ex. 704.

En esta línea, la Comisión le exige a las distribuidoras presentar sus bases de licitación para su aprobación definitiva, y para cualquier modificación que la Comisión estime conveniente.

A continuación se detallan los aspectos más importantes contenidos en la resolución exenta N° 704.

Etapas del Proceso: El proceso esta formado por 8 etapas las cuales se muestran en la tabla siguiente:

⁹ Resolución Exenta CNE/704 pág. 1

Tabla 2-4: Etapas del proceso de licitación de suministros.

| PROCESO DE LICITACIÓN | |
|---|---|
| Etapa Fecha | Fecha |
| Llamado a Licitación Internacional | Dentro de los 10 días corridos contados desde la comunicación a las empresas concesionarias, de la Resolución de la Comisión que apruebe las bases correspondientes. Asimismo, dichas bases y su convocatoria internacional se publicarán en el sitio web de la Comisión. |
| Periodo de publicidad del Llamado | Al menos hasta 45 días antes de la fecha de Presentación de las Propuestas |
| Venta de las Bases Técnicas y Administrativas de Licitación | Hasta 60 días antes de la Fecha de Presentación de las Propuestas. De Lunes a Viernes, de 9:00 a 18:00, horario continuado, o en horario a definir por las empresas distribuidoras con un mínimo de 6 horas continuadas por día. |
| Cierre de Consultas | 30 días antes de la fecha de Recepción de Ofertas |
| Data Room del Proceso de Licitación | En forma continua y hasta 60 días antes de la Fecha de Presentación de las Propuestas Lunes a Viernes, de 9:00 a 18:00, horario continuado. Lugar a señalar a través del sitio web institucional de la Distribuidora |
| Plazo Respuestas por Escrito a Consultas y publicación en sitio WEB Distribuidora | Hasta 15 días antes de la Fecha de Presentación de las Propuestas. |
| Nombre del Responsable del Proceso por parte de la o las Distribuidoras | A definir por las empresas Distribuidoras. |
| Nombre del encargado de responder las consultas | Responsable del Proceso. |
| Fecha de Presentación de las Propuestas | A definir por las empresas Distribuidoras: día, lugar, y hora de inicio y término. |
| Fecha de Apertura de las Ofertas Administrativas | A más tardar 5 días posteriores a la Fecha de Presentación de las Propuestas. |
| Fecha de dominio público de información contenida en las Ofertas Administrativas | A más tardar 48 horas posterior a la Apertura de las Ofertas Administrativas. |
| Fecha de Apertura y Evaluación de las Ofertas Económicas | A más tardar 10 días posterior a la Fecha de Presentación de las Propuestas. |
| Fecha de dominio público de información contenida en las Ofertas Económicas | A más tardar 48 horas posterior a la Apertura y Evaluación de las Ofertas Económicas. |
| Comunicación formal de la Adjudicación por parte de las Distribuidoras | A más tardar 15 días posteriores a la Apertura y Evaluación de las Ofertas Económicas. |
| Fecha de dominio público de los resultados de la Evaluación y Adjudicación y todos los antecedentes que la respaldan | A más tardar 48 horas posteriores a la adjudicación por parte de las Distribuidoras. |
| Informe del resultado del Proceso de Licitación a la Comisión Nacional de Energía (COMISIÓN) | A más tardar 10 días después de efectuada la Comunicación formal de la Adjudicación por parte de las Distribuidoras. |
| Firma de Contrato por Escritura Pública y Registro en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Superintendencia) | A más tardar 30 días posteriores a la publicación del Decreto a que se refiere el artículo 96° del DFL 1/82. |

Definición de los nudos de oferta y demanda: La Comisión hizo la distinción entre *puntos de oferta* y *puntos de suministro y compra*. El primero es el nudo o barra donde la distribuidora licitante desea que los generadores refieran sus ofertas, y el segundo es el nudo o barra en la cual la distribuidora desea realizar los retiros de energía contratadas con el generador.

Característica del suministro contratado: La concesionaria de distribución deberá especificar: (1) los requerimientos de potencia máxima en horas de punta y fuera de punta, ambos en MW; (2) la cantidad de energía asociada, en MWh, con su correspondiente distribución mensual y; (3) de manera referencial, los requerimientos de energía reactiva, en MVAR.

Suministros Base de Energía: “Las Bases deberán señalar el tamaño del Bloque Base de energía a licitar en cada Punto de Oferta y su distribución mensual como porcentaje del total anual.

Sin perjuicio de lo anterior, en un mismo Proceso, las Bases podrán establecer más de un Bloque Base de energía, de tamaños no necesariamente idénticos, los que para todos los efectos, corresponderán a licitaciones completamente independientes. Asimismo, las Bases establecerán las fechas de término de los contratos de cada una de estas licitaciones independientes.

Las Bases podrán subdividir cada Bloque Base en sub-bloques, todos de igual magnitud y fecha de vencimiento, de forma que los Proponentes realicen sus ofertas para cada uno de los sub-bloques. En caso que un Proponente efectúe una oferta por una agrupación de sub-bloques no separables en los términos definidos más adelante, las Bases deberán considerar que cada sub-bloque presenta el mismo precio para efectos de determinar la combinación óptima de Proponentes que le permitirán a las Distribuidoras abastecer el respectivo Bloque Base. Asimismo, cada Proponente

deberá señalar en su oferta si dicho conjunto de sub-bloques es separable en términos de la oferta y la forma en la cual dicha separación podría efectuarse.”¹⁰

Suministros Variable de Energía: Existe también la posibilidad de ofrecer bloques variables de energía entendidos como bloques destinados a absorber la aleatoriedad de los requerimientos de las distribuidoras. Estos bloques utilizan los mismo puntos de oferta y suministro que los bloques bases, pero no son separables en licitaciones independientes como estos.

Es importante resaltar que los bloques variables de energía deberán convertirse en bloques base no antes de dos años.

Periodo de suministro: Las bases deberán especificar las fechas de inicio y término de los suministros contratados, siendo estos como máximo por un plazo de 15 años.

Fórmulas de Indexación: Existirán fórmulas de indexación a un grupo de índices de precios relevantes, de los cuales el proponente podrá elegir un número determinado. Se indexará tanto el precio de la energía como de la potencia.

Licitación conjunta: Dos o más distribuidoras podrán coordinarse para efectuar un Proceso en forma conjunta por la suma de sus suministros individuales a contratar. Sin embargo, cada distribuidora firmará un contrato independiente con cada generador, al precio despejado por la licitación y a prorrata de sus requerimientos señalados.

Energía efectivamente Remunerada: “En todo caso, el total de la energía, activa o reactiva, que se deberá facturar a las Distribuidoras por compras para clientes o consumidores regulados, será igual a los valores efectivamente demandados por éstas en el período de facturación respectivo. Las Bases deberán establecer que la compra

¹⁰ Resolución exenta CNE/704 pág. 12

de energía activa y los cargos por energía reactiva se efectuarán, en todo momento, en forma no discriminatoria, debiendo los Adjudicatarios facturar siempre a prorrata de los Bloques Base y/o Bloques Variables, según corresponda, asignados en los respectivos Puntos de Suministro o Compra.”¹¹

Potencia: El precio de la potencia en los respectivos Puntos de Suministro o Compra, será igual al Precio de Nudo de la Potencia vigente a la fecha del Llamado a Licitación.

Las Bases deberán incorporar el valor del precio de la potencia en cada uno de los Puntos de Suministro o Compra en US\$/kW/mes aplicando las condiciones establecidas en el correspondiente decreto de fijación de precio de nudo.¹²

Asignación de Variaciones de Demanda: Se ajustarán los diferentes bloques adjudicados a las energías efectivamente demandadas por las distribuidoras según el siguiente orden de prioridad: (a) En primer lugar, se ajustará el último Bloque Variable que haya iniciado su suministro, independiente de que esta haya adquirido características de Bloque Base. (b) En caso que no sea suficiente, se deberá ajustar el penúltimo Bloque Variable que haya iniciado su suministro, independiente de que éste haya adquirido características de Bloque Base. (c) El ajuste señalado en el literal anterior, se realizará sucesivamente hasta abarcar todos los Bloques Variables que sea necesario. (d) En caso que la aplicación del literal anterior no sea suficiente, se ajustarán los Bloques Base, a prorrata de los montos individuales de cada Bloque Base.

Es importante entender que este criterio de asignación de variaciones de demanda, permite saber a cuales precios se está consumiendo la energía por las distribuidoras.

¹¹ Resolución exenta CNE/704 pág. 16

¹² Es importante destacar que aun cuando existe un pago por potencia en estos contratos, este pago sigue amarrado a los decretos de precio de nudo. Luego, para efectos de esta tesis, los pagos por potencia no significan un grado de libertad para los generadores participantes, y no tienen relevancia a la hora de determinar equilibrios en las subastas por energía eléctrica.

De darse las condiciones en que un bloque variable que haya iniciado su suministro, deje de estar presente debido a la asignación de variaciones de demanda, el precio al cual fue adjudicado deja de ser relevante para las facturaciones de ese mes. El generador debe entender que un bloque variable de energía, con mayor probabilidad dejará de estar presente entre los precios a facturar a las distribuidoras, debido al criterio antes señalado.

Información mínima de las distribuidoras: Las Distribuidoras deberán tener a disposición de quienes adquieran las Bases, la siguiente información de los respectivos Puntos de Suministro o Compra, al 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la licitación, para los últimos 5 años:

- (a) Ventas reguladas, con resolución mensual.
- (b) Consumo de energía reactiva, con resolución horaria.
- (c) Número de clientes regulados, con resolución mensual.
- (d) Factor de carga.
- (e) Demanda máxima por ventas a clientes regulados.
- (f) Demanda máxima por venta a clientes regulados en horas de demanda máxima.
- (g) Para el año anterior al Llamado a Licitación, información respecto al tamaño, número y consumo de los clientes con potencias conectadas sobre 500 kW y hasta 2.000 kW.

En caso de licitaciones conjuntas, esta información deberá ser entregada por cada Distribuidora.

La Moneda de la Propuesta: Las Ofertas deberán ser expresadas en dólares de EE.UU. (USD) por MWh, esto es, USD/MWh. Los Proponentes deberán entregar sus Ofertas Económicas expresadas a la fecha de Presentación de las Propuestas.

Información a entregar por los Proponentes para respaldar su Propuesta: Los proponentes de las subastas deberán entregar la siguiente información a las distribuidoras, en caso de respaldar su oferta con un nuevo proyecto:

- Nombre y Tipo de proyecto (hidro, térmico, otro)
- Capacidad del proyecto (MW)
- Nombre de la empresa propietaria
- Nombre de la empresa operadora
- Ubicación estimada
- Fecha estimada de entrada en operaciones
- Combustible primario
- Fuente de adquisición estimada de combustible primario
- Punto de conexión estimada al SIC o SING
- Características físicas de las líneas (trazado, km, tensión nominal)
- Características técnicas de la interconexión
- Punto de conexión en el sistema chileno

En caso de proyectos existentes:

- Producción propia de energía, hidráulica y/o térmica, para los últimos 5 años
- Producción propia de energía estimada, hidráulica y/o térmica, para los próximos 10 años, para los años hidrológicos 1968-1969, 1996-1997 y 1998-1999
- Montos de potencia reconocidos en la remuneración de potencia vigente (potencia firme, potencia de suficiencia) en los últimos 5 años
- Montos de potencia estimados en la remuneración de potencia vigente (potencia firme, potencia de suficiencia) para los próximos 10 años
- Montos de potencia y energía contratada a otras empresas generadoras los últimos 5 años
- Relación producción propia/contratos libres y regulados, de los últimos 5 años
- Relación producción propia/contratos libres y regulados, para los próximos 10 años, para los años hidrológicos 1968-1969, 1996-1997 y 1998-1999

Precio de reserva: Los precios de la energía tendrán como precio máximo el señalado en el Decreto de Precios de Nudo vigente al momento del Llamado a Licitación del Proceso.

Adjudicación Conjunta: Cada generador podrá realizar el número de ofertas que estime conveniente, independiente que ellas superen su declaración de máxima energía casable. La declaración de máximo casable, es la energía máxima que un generador esta dispuesto a adjudicarse en las licitaciones de un mismo día.

Situaciones Especiales: Las concesionarias deben incluir en sus bases la resolución de las siguientes posibles contingencias:

(a) ***En caso de empate entre los Proponentes:***

Para las licitaciones del 31 de Octubre de 2006 se determinó que este escenario se despeja al azar, asignando aleatoriamente a cualquiera de los proponentes (con la misma probabilidad) el suministro solicitado.

(b) ***En caso que una combinación óptima de Proponentes, no permita satisfacer el suministro licitado en el o los Puntos de Suministro o Compra:***

En este caso proceden las declaraciones de licitación desierta y parcialmente desierta, según se indican más abajo.

(c) ***En caso que una combinación óptima de Proponentes, entregue un valor de Suministro mayor al licitado por las Distribuidoras en el o los Puntos de Oferta:***

En este caso, las licitaciones del 31 de Octubre, dieron la facultad a las concesionarias de distribución, para preguntar al proponente marginal, si este está dispuesto a reducir el tamaño de su oferta (manteniendo el precio ofertado), tal que la oferta se ajuste a la demanda. De no estar dispuesto, dicha oferta se descarta y se adjudica la siguiente mejor oferta.

Proceso de Licitación Desierto: “En caso que ninguno de los Proponentes cumpla con lo exigido en las Bases, no se presentaren Propuestas, o no fuera posible a partir de los Proponentes que concurrieron al Proceso abastecer el total de la demanda requerida, las Distribuidoras deberán declarar desierto el Proceso, en forma parcial o total según corresponda.

En caso que esto ocurra, las Distribuidoras deberán informar a la Comisión, la cual procederá, si así correspondiera, a comunicar a las Distribuidoras el nuevo valor máximo para las ofertas, conforme señala el artículo 79º-5 de la Ley, y si

procede en consecuencia modificar las Bases para realizar un nuevo Proceso. En cualquier caso, las Distribuidoras podrán convocar a una nueva licitación a más tardar 30 días después de haber declarado desierto el Proceso.”¹³

2.2.1 Resultados de las licitaciones 1-2006, relicitación de bloques desiertos 1-2006, y licitación 2-2006

1-2006

La primera subasta realizada (1-2006 de Octubre de ese año), estuvo compuesta por las 5 licitaciones que se detallan a continuación, todas con inicio de suministro en enero de 2010:

1) Chilectra, Empresa Eléctrica Municipal de Til Til, Empresa Eléctrica de Colina Limitada, Luz Andes Limitada y Empresa Eléctrica de Puente Alto limitada.

En esta licitación se subastaron 2 bloques bases de energía, los cuales representaron un suministro de 2250 GWh/año cada uno, durante 11 años. Ambos bloques eran divisibles en sub-bloques de 50 GWh/año cada uno, pudiendo ofertarse por bundles indivisibles de los mismos (combinables).

El resultado de la adjudicación para esta licitación fue el siguiente (en Quillota 220kV):

¹³ Resolución exenta CNE/704 pág. 44.

| | Chilectra | | | |
|-----------|--------------------|---------------------------|--------------------|---------------------------|
| | Bloque 1 | | Bloque 2 | |
| | Monto [GWh/año] | Precio prom. [USD/MWh] | Monto [GWh/año] | Precio prom. [USD/MWh] |
| AES Gener | 300 | 55,802 | | |
| Endesa | 1.050 | 48,718 | 1.350 | 48,985 |
| Guacolda | 900 | 52,920 | 900 | 55,494 |

2) *Chilquinta Energía S.A., LuzLinares S.A., LuzParral S.A., Energía de Casablanca S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A.*

Esta licitación estuvo compuesta por 2 bloques bases de energía los cuales representaron un suministro de 377 y 430 GWh/año respectivamente, durante 15 años. El primer bloque era divisible en 2 sub-bloques de 188,5 GWh/año combinables. El segundo bloque no era divisible.

Además se subastó un bloque variable de energía por 270 GWh/año, para los mismos 15 años. Este bloque sin embargo, resultó desierto.

El resultado de esta licitación fue (en Quillota 220kV):

| | Chilquinta | | | |
|-----------|--------------------|---------------------------|--------------------|---------------------------|
| | Bloque 1 | | Bloque 2 | |
| | Monto [GWh/año] | Precio prom. [USD/MWh] | Monto [GWh/año] | Precio prom. [USD/MWh] |
| AES Gener | 188,5 | 57,869 | | |
| Endesa | 188,5 | 51,037 | 430 | 50,158 |

3) *CGE distribución.*

Esta licitación estuvo compuesta de un bloque base de energía por 1700 GWh/año, durante 12 años. Este bloque, era divisible en sub-bloques de 100 GWh/año cada uno, siendo estos últimos combinables.

Se licitó además un bloque variable de sólo 4 años de duración por: 170 GWh el año 2010; 302 GWh el año 2011; 455 GWh el año 2012; y 610 GWh el año 2013. Este bloque fue adjudicado a Endesa a 57,910 USD/MWh en Alto Jahuel 220kV.

El resultado para el bloque base fue (en Quillota 220kV):

| CGE | | |
|----------|--------------------|---------------------------|
| Bloque 1 | | |
| | Monto [GWh/año] | Precio prom. [USD/MWh] |
| Endesa | 1.000 | 48,651 |
| Colbún | 700 | 52,567 |

4) *Saesa, Frontel, LuzOsorno y las cooperativas eléctricas, Coelcha, Copelec, Coopelan, Codiner de Curicó, Cooprel, Crell, Elecoop, Socoepa.*

Esta licitación estuvo compuesta por un bloque base de energía por 3000 GWh/año, durante 10 años. Este bloque, era divisible en sub-bloques de 500 GWh/año combinables.

Además, se subastó un bloque variable de energía por 582 GWh/año durante los mismos 10 años, el cual toma características de bloque base el tercer año de suministro. Este bloque variable fue adjudicado a Colbún por 54 USD/MWh en Charrúa 220kV.

El resultado para el bloque base fue el siguiente (en Quillota 220kV):

| SAESA | | |
|----------|--------------------|---------------------------|
| Bloque 1 | | |
| | Monto [GWh/año] | Precio prom. [USD/MWh] |
| Colbún | 1.500 | 53,481 |
| Endesa | 1.500 | 47,467 |

5) *Emel.*

Esta licitación estuvo compuesta por un bloque base de energía por el suministro de 1753 GWh/año durante 10 años. Este bloque, era divisible en 2 sub-bloques del mismo tamaño, los cuales eran combinables.

Este bloque base, sin embargo, resultó parcialmente desierto (por la mitad de su suministro).

Además, se licitaron 2 bloques variables de energía por 124 y 133 GWh/año, por 5 y 4 años respectivamente. Sin embargo, ambos suministros resultaron desiertos.

El resultado de esta licitación fue el siguiente (en Quillota 220kV):

| EMEL | |
|--------------------|---------------------------|
| Bloque 1 | |
| Monto [GWh/año] | Precio prom. [USD/MWh] |
| Endesa | 876,5 55,561 |

Con lo anterior, la energía licitada en las subastas de Octubre de 2006 fue:

Tabla 2-5: Bloques Base licitados en Octubre de 2006

| Chilectra [GWh/año] | Chilquinta [GWh/año] | CGE [GWh/año] | SAESA [GWh/año] | EMEL [GWh/año] |
|------------------------|-------------------------|------------------|--------------------|-------------------|
| 4.500 | 807 | 1.700 | 3.000 | 1.753 |

Lo que da un total de 11.760 GWh/año subastado¹⁴.

¹⁴ Recordemos que estos bloques son subastados según una Adjudicación Conjunta

1-2006 relicitación de bloques desiertos

1) *Chilquinta relicita su bloque variable de energía, resultando este nuevamente desierto (31 de Enero de 2007).*

2) *La demanda pendiente de licitar por EMEL se estructura ahora de la siguiente manera:*

i) Una licitación independiente por un Bloque Base de 360 GWh/año a ser suministrado en un contrato por 15 años. El inicio de suministro es a contar del 01 de enero de 2010 y está destinado al suministro de las concesionarias Emelat y Elecda, para la comuna de Taltal. Los puntos de suministro o compra para este bloque, corresponden a las barras de las SSEE Diego de Almagro, Cardones y Maitencillo en 220 kV.”

Esta licitación recibe el nombre de “Licitación Bloque Base 1 Norte” o indistintamente Bloque Base 1, siendo divisible en tres sub-bloques de igual tamaño, y combinables (120 GWh/año).

ii) Una licitación independiente por un Bloque Base de 770 GWh/año a ser suministrado en un contrato por 15 años. El inicio de suministro es a contar del 01 de enero de 2010 y está destinado al suministro de las concesionarias Emelectric y Emetal, cuyos puntos de suministro o compra corresponden a las barras de las SSEE Cerro Navia 220 kV, San Fernando 154 kV, Itahue 154 kV, Ancoa 220 kV, Parral 154 kV, Concepción y Charrúa 220 kV.

Esta licitación recibe el nombre de “Licitación Bloque Base 2 Sur” o indistintamente Bloque Base 2, siendo divisible en siete sub-bloques de igual tamaño, y combinables (110 GWh/año).

El resultado de esta licitación fue (en Quillota 220 kV):

| | Emel | | | |
|-----------|--------------------|---------------------------|--------------------|---------------------------|
| | Bloque Norte | | Bloque Sur | |
| | Monto [GWh/año] | Precio prom. [USD/MWh] | Monto [GWh/año] | Precio prom. [USD/MWh] |
| AES Gener | 360 | 58,951 | 770 | 52,489 |

Y por último,

2-2006

Esta subasta está compuesta por las 3 licitaciones que se detallan a continuación:

1) CGE distribución.

En esta licitación se subastaron 2 bloques bases de energía, los cuales representaban un suministro de 2100 GWh/año y 3000 GWh/año durante 10 y 12 años (a partir del 2010), respectivamente. Ambos bloques eran divisibles en sub-bloques de 100 GWh/año cada uno, los cuales eran combinables.

Se licitó además un bloque variable de 4 años de duración, con la siguiente distribución de suministro:

| Año | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---------|------|------|------|-------|
| GWh/año | 20 | 590 | 995 | 1.425 |

Esta licitación (tanto base como variable) resultó totalmente desierta.

2) *Chilectra, Empresa Eléctrica Municipal de Til Til, Empresa Eléctrica de Colina Limitada, Luz Andes Limitada y Empresa Eléctrica de Puente Alto limitada.*

En esta licitación se subastaron 3 bloques bases de energía, los cuales representan un suministro de 2.500 GWh/año cada uno. El primer bloque tiene una duración de 11 años, el segundo bloque tiene una duración de 13 años, y el tercero tiene una duración de 15 años, todos con inicio de suministro en enero de 2011.

Tanto el bloque 1 como el 3 eran divisibles en sub-bloques de 100 GWh/año, mientras el segundo era divisible en sub-bloques de 50 GWh/año, todos combinables respectivamente.

El resultado de esta licitación fue la siguiente (en Quillota 200kV):

| | Chilectra | | | | | |
|--------|--------------------|---------------------------|--------------------|---------------------------|--------------------|---------------------------|
| | Bloque 1 | | Bloque 2 | | Bloque 3 | |
| | Monto [GWh/año] | Precio prom. [USD/MWh] | Monto [GWh/año] | Precio prom. [USD/MWh] | Monto [GWh/año] | Precio prom. [USD/MWh] |
| Colbún | 500 | 57,405 | 1.000 | 57,0715 | 1.000 | 56,768 |
| Endesa | 1.700 | 59,756 | | | | |

Las diferencias resultan en bloques de suministro desiertos.

3) *Chilquinta Energía S.A., LuzLinares S.A., LuzParral S.A., Energía de Casablanca S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A.*

En esta licitación se subastó un bloque base de energía, el cual representaba un suministro de 2.132 GWh/año. Este bloque, tenía una duración de 15 años (a partir

del 2010) y era divisible en 21 sub-bloques de igual tamaño (101,5 GWh/año), siendo estos combinables.

Esta licitación resultó también totalmente desierta.

Por último, cabe resaltar que para esta segunda licitación Colbún declara un máximo casable de 2500 GWh/año, mientras que Endesa declara 3200 GWh/año¹⁵.

¹⁵ Más adelante veremos que esto es un potente argumento a favor de los supuestos en que se base esta tesis

3. MARCO TEÓRICO: SUBASTAS COMBINATORIALES Y GESTIÓN DE PORTAFOLIOS

Entendidos ya el mercado y los mecanismos que lo gobiernan, así como las subastas y sus reglas, se está en condiciones de introducir las herramientas técnicas que se utilizarán para el análisis. Para ello, este capítulo se divide como sigue.

Se hace una breve revisión de los conceptos que enmarcan una subasta combinatorial, mostrando porqué estas son especialmente efectivas cuando existe sustitución y complementariedad entre los objetos licitados.

Luego, se hace una breve introducción a los conceptos financieros de gestión de portafolios, introduciendo una breve descripción de por qué estas subastas pueden ser mejor entendidas a través de estos conceptos.

Por último, de ser necesario para el lector, en el Anexo D se presentan los conceptos de teoría de juegos utilizados. En este, se introduce el concepto de juego competitivo, utilidades de Von Neumann Morgenstern, y Equilibrio de Nash.

3.1. Subastas Combinatorias

Esta sección tiene por objeto introducir los conceptos más importantes de las subastas combinatoriales. Para ello, se comenzara con un breve recordatorio sobre las subastas mono objeto más comunes, seguido del resultado más fundamental de estas, el Revenue Equivalence Theorem. Posteriormente, a través de ejemplos simples, se mostrará el poder de las subasta combinatoriales cuando los jugadores ven sustitución o complementariedad en los objetos licitados.

Son familiares las subastas donde un único objeto es licitado ante un grupo de postores. Ejemplos de estos son los remates de cuadros, el remate de una casa o incluso el remate de un caballo. También son familiares los distintos tipos de

formatos de subastas que se utilizan para estos objetos, entre ellas, la *subasta inglesa*, la *subasta holandesa*, la *subasta Pay as Bid*, y la *subasta de Vickrey*¹⁶.

Describiremos brevemente cada una de ellas. La subasta inglesa, o de segundo precio, es una subasta de apuestas a viva voz donde los postores proponen precios iterativamente para la adjudicación de un bien. Cada precio anunciado debe superar al precio anteriormente vigente.

La subasta holandesa, o de primer precio, es una subasta donde iterativamente se va disminuyendo el precio ofrecido por el subastador, para un cierto objeto licitado. El primer postor que se sienta preparado para adjudicarse el objeto, lo anuncia a viva voz adjudicándose al último precio anunciado.

La subasta pay as bid, es una subasta donde cada postor anota secretamente en un sobre el precio al cual está dispuesto a comprar el objeto licitado. Una vez recibida las ofertas, se abren los sobres y el objeto es adjudicado al postor que ofrece el mayor precio.

Por último, la subasta de Vickrey, es una subasta de similares características que la subasta pay as bid, con la salvedad de que el postor que se adjudica el objeto no paga el precio apostado por si mismo, sino que paga el segundo mayor precio apostado en la licitación.

Estos formatos, bajo ciertos supuestos como neutralidad al riesgo de los postores, neutralidad al riesgo del subastador, valoración privada del bien licitado entre otros, prueban lograr el mismo resultado final de licitación. Es decir, a la hora de subastar un bien no importando cual de los formatos se utilice, se logrará el mismo precio adjudicado y el mismo adjudicatario. Lo anterior, es conocido como el **Revenue Equivalence Theorem**.

¹⁶ Véase; Rodrigo Moreno Veyra, *Licitaciones de energía eléctrica*, Tesis de Magister PUC, Diciembre 2005.

Demostración 1: Revenue Equivalence Theorem (Krishna, 2002)

Consideremos una subasta tipo A, cualquiera, y un equilibrio de subasta β . Sea $m^A(x)$ el pago esperado (es el pago esperado que realiza **el postor al subastador**) para un jugador que valora el bien en x . Supongamos además que para $x = 0 \rightarrow m^A(x) = 0$.

Supongamos que un jugador, cuya apuesta de equilibrio es $\beta(x)$, apuesta $\beta(z)$ en su lugar. Este jugador “gana” la subasta si es que su apuesta es mayor que la mayor de la apuestas restantes $\beta(Y_I)$, o equivalentemente cuando $z > Y_1$. Su utilidad esperada es entonces:

$$\Pi^A(z, x) = G(z) \cdot x - m^A(z)$$

Donde $G(z)$ es la distribución de Y_1 , $G(z) \equiv F(z)^{N-1}$ (cuando hay N jugadores), y $F(z)$ es la probabilidad que un postor cualquiera, valore el bien en menos que z . La clave está, en que el pago esperado (**del postor al subastador**) es independiente de la verdadera valoración x del jugador.

Si maximizamos la utilidad esperada en función de z ,

$$\frac{\partial}{\partial z} \Pi^A(z, x) = g(z) \cdot x - \frac{d}{dz} m^A(z) = 0$$

Como en equilibrio es óptimo reportar la estrategia de equilibrio de valoración (por la propia definición de equilibrio estratégico), se tiene que para todo y :

$$g(y) \cdot y = \frac{d}{dy} m^A(y)$$

Luego,

$$m^A(x) = m^A(0) + \int_0^x y \cdot g(y) dy = \int_0^x y \cdot g(y) dy$$

Como el lado derecho de la ecuación no depende del tipo de subasta A, se demuestra que el pago esperado es independiente de la subasta utilizada. Lo cual demuestra el Revenue Equivalence Theorem.

■

Entendidas ya las formas básicas de subasta, donde el objeto licitado es único, es prudente introducir un segundo tipo de subastas donde los objetos licitados son múltiples y comparten ciertas propiedades que los hacen especiales entre sí.

Cuando nos enfrentamos a una subasta de objetos múltiples, la substitubilidad y complementariedad entre los objetos, comienzan a influenciar las decisiones de los postores y, consecuentemente, comienzan a afectar profundamente los resultados de la subasta. Esto sucede, ya que el jugador (o postor) tiene valoraciones que pueden ser sub o súper-aditivas con relación a la valoración individual de cada objeto.

Esto se entiende mejor a través de un ejemplo.

Ejemplo 2:

Se realiza una subasta donde se pretende adjudicar un caballo y su carreta a un grupo de tres postores. Las valoraciones de los postores son:

Tabla 3-1: Valoraciones de los objetos licitados por jugador

| | <i>Caballo</i> | <i>Carreta</i> | <i>Caballo y Carreta</i> |
|------------------|----------------|----------------|--------------------------|
| <i>Jugador 1</i> | 10 | 5 | 20 |
| <i>Jugador 2</i> | 8 | 4 | 12 |
| <i>Jugador 3</i> | 11 | 4 | 12 |

De la **Tabla 3-1** es claro que para el **Jugador 1** existe complementariedad entre el caballo y la carreta, ya que este valora el conjunto más que la suma de sus partes. Esto puede deberse a que este jugador no dispone de ninguno de los dos objetos licitados y adjudicárselos significa obtenerlos de una sola vez.

Por su parte, el **Jugador 2** no ve complementariedad ni sustituibilidad entre estos objetos, puesto que para él la suma de sus valoraciones es igual que la valoración de la suma.

Por último, para el **Jugador 3**, existe una clara sustituibilidad entre estos objetos ya que para él la suma de estos es menos valorada que la suma de sus valoraciones individuales. Esto sucede si, por ejemplo, el jugador utiliza indiferentemente un caballo o una carreta para satisfacer la misma necesidad.

Ahora,

- Si los objetos son licitados por separado, el **Jugador 3** se adjudica el caballo y el **Jugador 1** la carreta, totalizándose una ganancia de 16 para el subastador.
- Ahora, si los objetos son licitados de forma conjunta, ambos objetos son adjudicados al **Jugador 1** totalizándose una ganancia de 20 para el subastador, lo cual es 4 unidades superior a la recaudación anterior.

Es importante notar, que el resultado más favorable para un subastador puede darse también cuando los objetos son subastados a jugadores diferentes. Esto sucedería, si todos los participantes de una subasta experimentaran sustituibilidad entre los objetos licitados.

Independiente de cual sea la mejor forma de adjudicación, lo que siempre entregará mayor valor, en este caso, es permitir que los jugadores entreguen apuestas por

conjuntos o *bundles* de productos. La adjudicación que maximiza el retorno del subastador asignará los objetos al jugador que más los valora, ya sea por separado o en su conjunto¹⁷.



Las subastas donde se permite realizar apuestas por subconjuntos de objetos licitados son llamadas *subasta combinatoriales*. Estas, son especialmente efectivas para el subastador cuando existen complementariedades o substitubilidades entre los objetos licitados a ojos de los jugadores. Además, presentan propiedades especiales que enanzan la eficiencia del resultado de la subasta (Cramton et al, 2006).

Estas subastas, por su parte, han consignado gran interés académico puesto que ayudan a: (a) minimizar barreras de entradas¹⁸ (Bykowsky et al, 2000), (b) aumentar el retorno del subastador, y (c) mejorar la eficiencia en la asignación de manera que los objetos sean adjudicados a los postores que más los valoran (Cramton et al, 2006).

Clásicos ejemplos de la literatura técnica internacional, son las subastas por ancho de banda de radio realizadas por la FCC (Federal Communications Commission) de EE.UU. (Cramton, 1998), en las cuales es posible adjudicarse una frecuencia (un ancho de banda) tanto a nivel de un territorio específico (un estado por ejemplo) como a nivel nacional (para todos los EE.UU.). Claramente existen complementariedades entre los objetos, ya que puede ser mucho más conveniente adjudicarse una frecuencia para dos estados vecinos, que lo que valdría dos estados que no lo son¹⁹.

¹⁷ Es importante recalcar que no siempre se logra una asignación óptima, en el sentido que el objeto licitado se lo lleva el postor que más lo valora. El estudio de diseños de subasta, para procurar que esto u otro objetivo suceda, es un área de gran interés y análisis en estos tiempos.

¹⁸ La mayor barrera se produce cuando el postor ve complementariedad entre dos objetos y se ve forzado a sobre apostar para asegurarse que los obtiene a ambos a la vez, problema conocido como el *exposure problem*. Esto provoca que a veces un postor decida simplemente no participar del proceso.

Ejemplos mas recientes, y de menor escala, son las historias de éxito de Trade Extensions, Accenture y Volvo²⁰ quienes realizaron una subasta combinatorial por Internet, para abastecerse de material de embalaje (de madera), reportando haber obtenido sustanciales ahorros inducidos por la fuerte competencia entre los proveedores.

Otro ejemplo más cercano se produjo en Chile, donde se subastaron requerimientos alimenticios para 1,3 millones de alumnos del sistema público. Esta subasta, utilizó un formato de sobre sellado similar al utilizado por las subasta de energía eléctrica. Esto permitió obtener ahorros, según se reporta, por alrededor de 40 MMUSD (Epstein et al, 2002).

Por otra parte, el principal problema, y de aquí el interés para los investigadores, que imponen estas subastas, dice relación con la dimensionalidad del problema que resulta de (a) obtener la adjudicación óptima, así como (b) obtener la resolución de *equilibrios de Nash* para estos juegos. Se han propuestos diferentes métodos de resolución de estas subastas, que pasan por relajaciones lagrangeanas, programación dinámica, y algoritmos heurísticos y genéticos.

Arisha Sureka, por ejemplo, en su tesis doctoral, propone métodos para obtener la resolución en estrategias puras del juego. Estos algoritmos se basan en métodos de búsqueda meta-heurísticas, dinámica de mejor respuesta y programación lineal. Dada su utilidad, se explicará a continuación en que consiste cada uno de estos métodos.

La búsqueda meta-heurística, busca modelar al postor como sub-racional (con niveles de racionalidad finitos)²¹ y asume pare él estrategias como la estrategia *myopic*. En esta estrategia, el postor *myopic* apuesta por el *bundle* que le da el mayor retorno

¹⁹ De adjudicarse dos estados vecinos, es posible utilizar menos antenas repetidoras para cubrir áreas de similar tamaño, a que si no fueran vecinos.

²⁰ Trade extensions, business case: Saving money for Volvo with a combinatorial auction, 2001.

²¹ Para una explicación sobre los niveles de racionalidad, véase; *Teoría de Juegos y sus Aplicaciones Estratégicas*, M. Singer, Escuela de Administración PUC, Abril 2006.

(*surplus*), como si fuera la última ronda de la subasta. Luego, este postor se comporta como si él pudiera adjudicarse cualquier *bundle* que no se está adjudicando, simplemente aumentando su apuesta por dicho conjunto en δ unidades (el mínimo permitido por la subasta), por sobre lo que está apostando el jugador que va ganando el *bundle*²².

La búsqueda mediante dinámica de mejor respuesta, por su parte, busca minimizar el gasto de memoria RAM del computador, utilizando técnicas iterativas para encontrar equilibrios en estrategias puras. Para ello, comienza por darse un candidato a equilibrio de Nash, buscando la mejor estrategia del jugador 2 (por ejemplo) si el jugador 1 juega la estrategia de ese candidato a equilibrio. Luego, el jugador 1 mejora su estrategia posándose en un nuevo candidato a equilibrio. Se itera este procedimiento hasta encontrar un *equilibrio de Nash* en estrategias puras. Esto queda mejor explicado con un ejemplo.

Ejemplo 3:

Supongamos el siguiente juego de 2 personas y 4 estrategias por persona en forma normal (estratégica).

| | | J2 | | | | | | |
|----|----|----|----|----|----|---|---|---|
| | | t1 | t2 | t3 | t4 | | | |
| J1 | s1 | 0 | 1 | 3 | 2 | 4 | 1 | 5 |
| | s2 | 1 | 4 | 2 | 4 | 4 | 5 | 1 |
| | s3 | 2 | 5 | 3 | 1 | 4 | 3 | 3 |
| | s4 | 1 | 3 | 3 | 4 | 3 | 1 | 0 |

²² Esto aplica con mayor validez en subastas combinatoriales secuenciales, que en subastas combinatoriales únicas repetidas.

Si probamos el candidato a equilibrio $\{s1, t1\}$ vemos que el jugador 2 puede mejorar su situación si decide jugar $t4$. Luego nos posamos sobre el candidato a equilibrio $\{s1, t4\}$.

| | | J2 | | | |
|----|----|----|--------|--------|---------------|
| | | t1 | t2 | t3 | t4 |
| J1 | s1 | 0 | 1 3 | 2 4 | 1 5 0 → |
| | s2 | 1 | 4 2 | 4 4 | 5 1 |
| | s3 | 2 | 5 3 | 1 4 | 3 5 |
| | s4 | 1 | 3 3 | 4 3 | 1 0 |

En este nuevo punto, vemos que el jugador 1 puede mejorar su situación si juega $s3$, con lo cual nos trasladamos al candidato a equilibrio $\{s3, t4\}$

| | | J2 | | | |
|----|----|----|--------|--------|---------------|
| | | t1 | t2 | t3 | t4 |
| J1 | s1 | 0 | 1 3 | 2 4 | 1 5 0 → |
| | s2 | 1 | 4 2 | 4 4 | 5 1 |
| | s3 | 2 | 5 3 | 1 4 | 3 5 ↓ |
| | s4 | 1 | 3 3 | 4 3 | 1 0 |

Por último, para el jugador 2 es conveniente jugar $t1$ en estas circunstancias lo cual nos lleva a un **equilibrio de Nash** $\{s3, t1\}$.

| | | J2 | | | | |
|----|----|----|----|----|----|---|
| | | t1 | t2 | t3 | t4 | |
| J1 | s1 | 0 | 1 | 2 | 1 | 5 |
| | s2 | 1 | 4 | 4 | 5 | 1 |
| | s3 | 2 | 5 | 1 | 3 | 3 |
| | s4 | 1 | 3 | 4 | 1 | 0 |

El problema de este método, es que sólo encuentra un *equilibrio de Nash* por corrida y puede presentar problemas de convergencia.

| | | J2 | | | | |
|----|----|----|----|----|----|---|
| | | t1 | t2 | t3 | t4 | |
| J1 | s1 | 0 | 1 | 2 | 1 | 5 |
| | s2 | 1 | 4 | 4 | 5 | 1 |
| | s3 | 2 | 5 | 1 | 3 | 3 |
| | s4 | 1 | 3 | 4 | 1 | 0 |



Un algoritmo de resolución usando consideraciones geométricas y programación lineal puede verse en Arisha Sureka, *Techniques For Finding Nash Equilibriums In Combinatorial Auctions*, tesis doctoral para la North Carolina State University.

3.2. Preferencias de portafolio

La última exposición técnica necesaria para entender las modelaciones de esta tesis es la teoría financiera en gestión de portafolios. En esta sección se hace un breve repaso de dicha teoría.

Para entender la relación entre la rentabilidad, riesgo y composición de una cartera es necesario utilizar los siguientes conceptos.

Supongamos que un portafolio puede estar compuesto por dos activos A y/o B . Sean w_A y w_B las proporciones en que un portafolio contiene los activos A y B , tal que $w_A + w_B = 1$. Luego:

(1) La rentabilidad del portafolio será:

$$E[\tilde{r}_p] = [w_A \quad w_B] \cdot \begin{bmatrix} E[\tilde{r}_A] \\ E[\tilde{r}_B] \end{bmatrix} = \vec{w}^T \cdot \vec{r}$$

(2) La varianza de los retornos del portafolio será:

$$Var[\tilde{r}_p] = [w_A \quad w_B] \cdot \begin{bmatrix} \sigma_{AA} & \sigma_{AB} \\ \sigma_{AB} & \sigma_{BB} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} w_A \\ w_B \end{bmatrix} = \vec{w}^T \cdot \underline{\underline{\Sigma}} \cdot \vec{w}$$

(3) La covarianza entre los retornos de los portafolios \mathbf{P} y \mathbf{Q} será:

$$Cov[\tilde{r}_p, \tilde{r}_q] = [w^P_A \quad w^P_B] \cdot \begin{bmatrix} \sigma_{AA} & \sigma_{AB} \\ \sigma_{AB} & \sigma_{BB} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} w^Q_A \\ w^Q_B \end{bmatrix} = \vec{w}^{P^T} \cdot \underline{\underline{\Sigma}} \cdot \vec{w}^Q$$

Donde:

\tilde{x} : Denota una variable aleatoria.

\tilde{r}_p : Es la rentabilidad del portafolio \mathbf{P} .

$\sigma_{AA} = Var[\tilde{r}_A] = \sum_{i=1}^n p_i \cdot (r_A - E[\tilde{r}_A])^2$: Es la varianza de un activo A .

$\sigma_{AB} = Cov[\tilde{r}_A, \tilde{r}_B] = \sum_{i=1}^n p_i \cdot (r_A - E[\tilde{r}_A]) \cdot (r_B - E[\tilde{r}_B])$: Es la covarianza entre un activo A y uno B .

Ejemplo 4:

Supongamos que existen dos activos A y B en los cuales se puede invertir. En el próximo periodo se pueden obtener las siguientes rentabilidades con las probabilidades mostradas.

Tabla 3-2: Rentabilidades probables para los activos A y B.

| Probabilidad | A | B |
|--------------|-----|-----|
| 0.2 | 11% | -3% |
| 0.2 | 9% | 15% |
| 0.2 | 25% | 2% |
| 0.2 | 7% | 20% |
| 0.2 | -2% | 6% |

Supongamos un portafolio **P** con la siguiente composición; $w_A = w$ y $w_B = 1 - w$, luego:

$$E[\tilde{r}_A] = 0,2 \cdot (0,11 + 0,09 + 0,25 + 0,07 - 0,02) = 10\%$$

$$E[\tilde{r}_B] = 0,2 \cdot (-0,03 + 0,15 + 0,02 + 0,20 + 0,06) = 8\%$$

$$E[\tilde{r}_P] = [w \quad 1 - w] \cdot \begin{bmatrix} E[\tilde{r}_A] \\ E[\tilde{r}_B] \end{bmatrix} = 0,10 \cdot w + 0,08 \cdot (1 - w)$$

y las varianzas,

$$\sigma_{AA} = 0,2 \cdot \left((0,11 - 0,10)^2 + (0,09 - 0,10)^2 + (0,25 - 0,10)^2 + (0,07 - 0,10)^2 + (-0,02 - 0,10)^2 \right)$$

$$\sigma_{AA} = 0,0076$$

$$\sigma_{BB} = 0,2 \cdot \left((-0,03 - 0,08)^2 + (0,15 - 0,08)^2 + (0,02 - 0,08)^2 + (0,2 - 0,08)^2 + (-0,06 - 0,08)^2 \right)$$

$$\sigma_{BB} = 0,00708$$

$$\sigma_{AB} = 0,2 \cdot \left((-0,03 - 0,08) \cdot (0,11 - 0,10) + (0,15 - 0,08) \cdot (0,09 - 0,10) + (0,02 - 0,08) \cdot (0,25 - 0,10) + (0,2 - 0,08) \cdot (0,07 - 0,10) + (-0,06 - 0,08) \cdot (-0,02 - 0,10) \right)$$

$$\sigma_{AB} = -0,0024$$

Con lo que obtenemos,

$$\text{Var}[\tilde{r}_p] = [w \quad 1-w] \cdot \begin{bmatrix} 0,0076 & -0,0024 \\ -0,0024 & 0,00708 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} w \\ 1-w \end{bmatrix} = 0,00708 - 0,01896 \cdot w + 0,01948 \cdot w^2$$

Luego, para distintas composiciones de la cartera, se tendrán los siguientes pares rentabilidad riesgo.

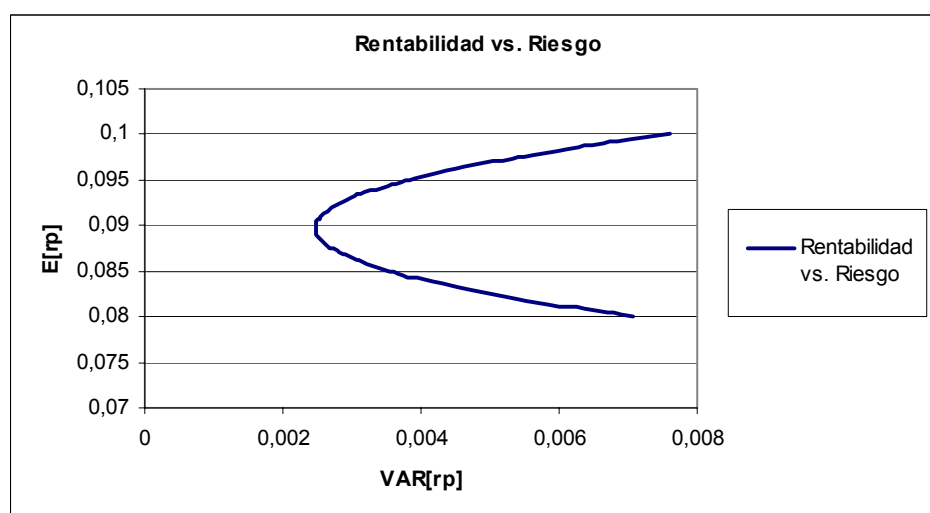


Figura 3-1: Gráfico Rentabilidad Riesgo para el **Ejemplo 4:**



Es claro de la **Figura 3-1**, que se pueden formar carteras con un determinado nivel de riesgo con dos combinaciones distintas de activos, para algunas rentabilidades. Siempre existirá (en este ejemplo) una combinación que supere en rentabilidad a la otra, dado un nivel de riesgo.

Los puntos en los cuales se logra la máxima rentabilidad, dado un nivel de riesgo asumido, son llamados la *frontera eficiente del portafolio*.

De existir un activo libre de riesgo en el mercado, que entregue una cierta rentabilidad, y de existir un mercado perfecto en donde es posible invertir y endeudarse a esa tasa libre de riesgo, es posible combinar el llamado *portafolio de mercado*²³ y este activo libre de riesgo para obtener cualquier nivel de rentabilidad, asumiendo el menor riesgo posible.

3.3.1 Creación de un mercado de futuros e ideas sobre distintos agentes de un mercado financiero.

Entendidos los rudimentos sobre conformación de portafolios, esta sección mostrará por qué es prudente pensar el problema de contratación en subastas como un problema de conformación de portafolios.

La madurez promedio de los contratos licitados el 31 de Octubre de 2006 fue de 12 años aprox., con inicio de suministros en enero de 2010. Los flujos provenientes de estos contratos tendrán entonces (de forma simplificada) una estructura como el de la **Figura 3-2**.

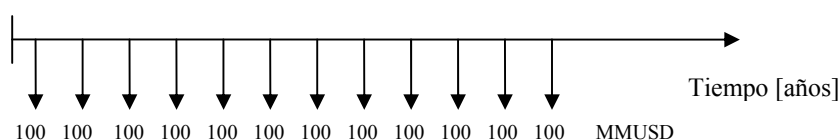


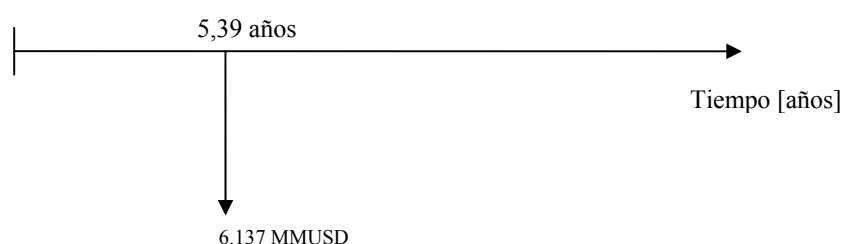
Figura 3-2: Flujos de Caja producto de un contrato con EE.DD. prototipo

Otra forma de representar estos flujos es obtener su duración y asumir que los flujos se encuentran concentrados en el “centro de gravedad” del contrato.

²³ Este portafolio de mercado, es aquel que determina el punto de tangencia entre la recta que interseca el eje libre de riesgo en la rentabilidad del activo libre-riesgo de mercado, con la frontera eficiente del portafolio de A con B, manteniendo la mayor pendiente posible.

$$Duracion = \frac{\sum_{k=1}^{12} \frac{100 \cdot k}{(1 + TIR)^k}}{\sum_{k=1}^{12} \frac{100}{(1 + TIR)^k}}$$

En este caso, la TIR representa la tasa de descuento a la cual los flujos del contrato de la **Figura 3-2** hacen que el VA de estos flujos, iguale la inversión necesaria para satisfacerlo (la tasa que hace el VAN igual a cero). Suponiendo que esta tasa es de 10%, la duración de los contratos promedios es de 5,39 años. A este plazo, el valor futuro del contrato es insensible ante variaciones paralelas de las tasas de interés.



Por lo tanto, es factible simplificar un contrato con empresas distribuidoras a un forward de 5,39 años de madurez en promedio, donde las partes acuerdan la compra (posición larga) y venta (posición corta) de 6.137 MMUSD en MWh a la madurez del contrato (para el ejemplo presentado anteriormente).

Es claro, por lo tanto, que con este sistema de contratación lo que se crea es un mercado de contratos futuros de energía, donde concesionarias de distribución u *oferentes de contratos*, se juntan con generadores o *demandantes de contratos*, en un mercado organizado por medio de subastas.

Lo interesante de este mercado de futuros es que, dado que un generador puede contratar más energía que la que su potencia instalada y costos de generación le permite (ver **Ejemplo 1**), existen espacios para estrategias de especulación por parte de los generadores. Esto, ya que de convertirse un generador en *deficitario*

simplemente puede comprar su energía en el mercado spot²⁴ y recibir por ello el pago de sus contratos, al igual que en un mercado establecido de futuros.

En esta línea, podemos darnos cuenta que los costos de generación y la energía anual de generación esperada por un generador (que a grandes rasgos depende de su potencia instalada, de sus costos variables de generación y de sus tasas de salida forzadas y mantención) no representan una restricción a la hora de contratarse en las subastas de energía eléctrica. De hecho, según algunos investigadores, la valoración de cada uno de los contratos puede ser entendida simplemente como la anualidad equivalente de generar sólo para el mercado spot (costo de oportunidad), o de comprar en él (R. Moreno 2005).

Desde este prisma, para un generador que se contrata a un nivel por debajo de su generación anual esperada (excedentario), el contrato con la distribuidora tiene el costo de oportunidad de haber generado dicha energía para el mercado spot, y para un generador deficitario, el costo de abastecimiento de energía para sus contratos (la energía que él no pudo generar) corresponde al costo de comprar dicha energía en el mercado spot.

Sin embargo, el autor discrepa con esta forma de valorización de contratos, y piensa que la *energía anual despachada esperada* (EADE) y los *costos variables de generación*, si importan a la hora de apostar en una licitación, ya que:

Primero: Si el generador se contrata por una energía anual menor que su EADE, sus *ingresos y egresos* serán:

²⁴ Se le llama Mercado Spot al mecanismo en el cual los generadores deficitarios, los que por el despacho óptimo realizado por el CDEC generaron menos que lo que estipulan sus contratos, deben pagar a los generadores excedentarios, los cuales generaron más que sus contratos. Se le llama mercado aún cuando no lo es, puesto que los compradores y vendedores de este “mercado” no deciden ni la cantidad producida ni el precio de venta.

- a) Deberá pagar por los consumos de sus contratos (en una cierta barra) a precio marginal.
- b) Deberá pagar sus costos variables de generación.
- c) Recibirá el pago a precio marginal por su generación (en otra cierta barra) y,
- d) Recibirá el pago de sus contratos.

De este modo, el flujo (a) será cubierto en parte por el flujo (c), y la diferencia (c-a) será energía destinada al mercado spot. Los costos de generación (b) son cubiertos con los pagos de sus contratos (d) y con el pago recibido del mercado spot (c-a). Desde este punto de vista, el portafolio conformado por el generador proviene de recibir (c-a) del spot (riesgoso), (d) de sus contratos (poco riesgoso), invirtiendo para ello (b).

Segundo: Si el generador se contrata por sobre su EADE, los flujos realizados serán los mismos que en (1), con la salvedad que en este caso el generador comprará en el mercado spot la diferencia (a-c) (riesgoso) y recibirá de sus contratos el pago (d) (poco riesgo), con lo cual cubrirá los pagos al spot y su generación (b).

Independiente de cómo configure su portafolio (siendo excedentario o deficitario), lo fundamental es que el generador se sobre-contratará o se sub-contratará **hasta que alcance un portafolio de inversión de energía que maximice su utilidad esperada, dada sus preferencias de riesgo**. Por lo tanto, no es correcto valorar un contrato con distribuidoras como el costo de oportunidad de comprar/generar para el spot puesto que el mercado spot y los contratos con distribuidoras **tienen un distinto nivel de riesgo**.

Como se sabe de finanzas, existen distintos tipos de agentes en el mercado financiero. Entre ellos, los (i) especuladores y (ii) hedgers (o personas que ocupan el mercado financiero como cobertura).

Dado que el negocio de los generadores no es la especulación financiera, ellos serán claramente del tipo (ii). Luego, su EADE **si importará** a la hora de apostar en este mercado de futuros ya que de ella dependerá el nivel de riesgo asumido por el portafolio de inversión de energía de cada generador.

Para demostrar que el mercado eléctrico está compuesto por generadores cobertores de riesgo, basta con argumentar que si el mercado eléctrico estuviera compuesto por especuladores tenderíamos a ver un grupo de generadores absolutamente sobrecontratados y un grupo de generadores que sólo generan para el mercado spot. Como se mostrará más adelante, este fenómeno **no ocurre** (ver **Tabla 6-3**).

Con las observaciones anteriores, el autor intentará simular el comportamiento esperado de los generadores en las subastas, modelándolos como constituyentes de tres características fundamentales: (1) una tecnología de generación (costos de generación), (2) un perfil de preferencias de riesgo, y (3) una energía anual de despacho esperada EADE.

4. SUPUESTOS Y CONJETURAS PARA MODELAR LAS SUBASTAS

Entendido ya el marco conceptual y el sustento teórico detrás de las licitaciones por contratos de largo plazo, en este capítulo introduciremos los principales supuestos detrás de la modelación propuesta. Se presentarán uno a uno los supuestos asumidos, demostrando seguidamente la validez de los mismos.

Un primer supuesto de esta tesis es que los generadores poseen una cantidad de energía esperada de generación durante el año, y que con ella maximizan su utilidad combinando el mercado spot con contratos de largo plazo.

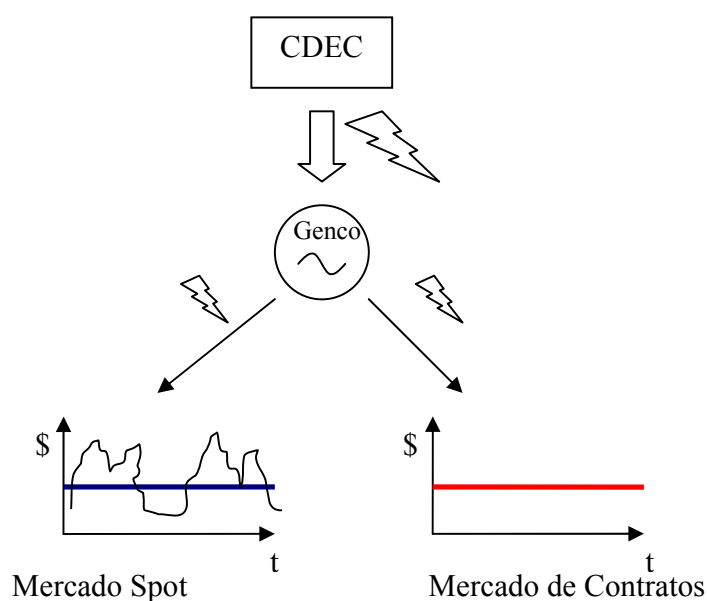


Figura 4-1: Conformación de portafolios de energía de los generadores

Es importante mostrar entonces, que los generadores pueden tener una estimación razonable de su generación en el largo plazo. Para ello se expone lo siguiente. La potencia bruta total instalada por empresa al 2007, según la CNE es la siguiente.

Tabla 4-1: Potencia bruta instalada por generadora.

| Empresa Operadora | Potencia Bruta Instalada [MW] | Potencia Bruta Instalada [%] |
|---------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| ARAUCO GENERACION S.A. | 177,8 | 1,97% |
| GENER S.A. | 902,17 | 9,98% |
| COLBUN S.A. | 1894 | 20,95% |
| ENDESA | 2761,73 | 30,54% |
| GUACOLDA S.A. | 304 | 3,36% |
| PANGUE S.A. | 467 | 5,16% |
| PEHUENCHE S.A. | 623 | 6,89% |
| S.E. SANTIAGO S.A. | 379 | 4,19% |
| SAN ISIDRO S.A. | 610 | 6,75% |
| INNERGY S.A. | 120 | 1,33% |
| IBENER S.A. | 124 | 1,37% |
| ACONCAGUA S.A. | 100,9 | 1,12% |
| PETROPOWER S.A. | 75 | 0,83% |
| PILMAIQUEN S.A. | 39 | 0,43% |
| PULLINQUE S.A. | 48,6 | 0,54% |
| H.G. VIEJA Y M. VALPO. | 58,3 | 0,64% |
| OTRAS | 357,142 | 3,95% |
| Potencia Total Instalada | 9.041,64 | 100,00% |

Fuente: CNE 2007

Sin embargo si sumamos las capacidades de empresas relacionadas obtenemos:

Tabla 4-2: Potencia bruta instalada por generadora, reconociendo propiedades.

| Empresa Operadora | Potencia Bruta Instalada [MW] | Potencia Bruta Instalada [%] |
|---------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| ARAUCO GENERACION S.A. | 177,8 | 1,97% |
| GENER S.A. | 1585,17 | 17,53% |
| COLBUN S.A. | 2053,2 | 22,71% |
| ENDESA | 4461,73 | 49,35% |
| INNERGY S.A. | 120 | 1,33% |
| IBENER S.A. | 124 | 1,37% |
| PETROPOWER S.A. | 75 | 0,83% |
| PILMAIQUEN S.A. | 39 | 0,43% |
| PULLINQUE S.A. | 48,6 | 0,54% |
| OTRAS | 357,142 | 3,95% |
| Potencia Total Instalada | 9.041,64 | 100,00% |

Fuente: Elaboración propia a partir de información de la CNE.

Esto, ya que Pangué S.A., Pehuenche S.A., y San Isidro S.A. son filiales de Endesa; Aconcagua S.A., y H.G. Vieja y M. Valpo son filiales de Colbún; y Guacolda junto a Eléctrica de Santiago son filiales de AES Gener.

Es claro entonces que el mercado eléctrico está concentrado (por lo menos en tamaño, pero no necesariamente en poder) en tres empresas generadoras: AES Gener; Colbún; y Endesa.

Si miramos el nivel de generación de cada una de ellas, como se muestra en las **Figura 4-2** a **Figura 4-8**, vemos que su generación no varía demasiado en el tiempo (sólo cuando existen inversiones o salidas permanentes de centrales, eventos los cuales son bastante predecibles), con lo cual se podría asumir que las generadoras tienen un nivel de generación esperado dado y previsible, el cual pueden invertir a discreción²⁵.

La generación anual de los últimos dos años de estos tres grandes actores es la siguiente:

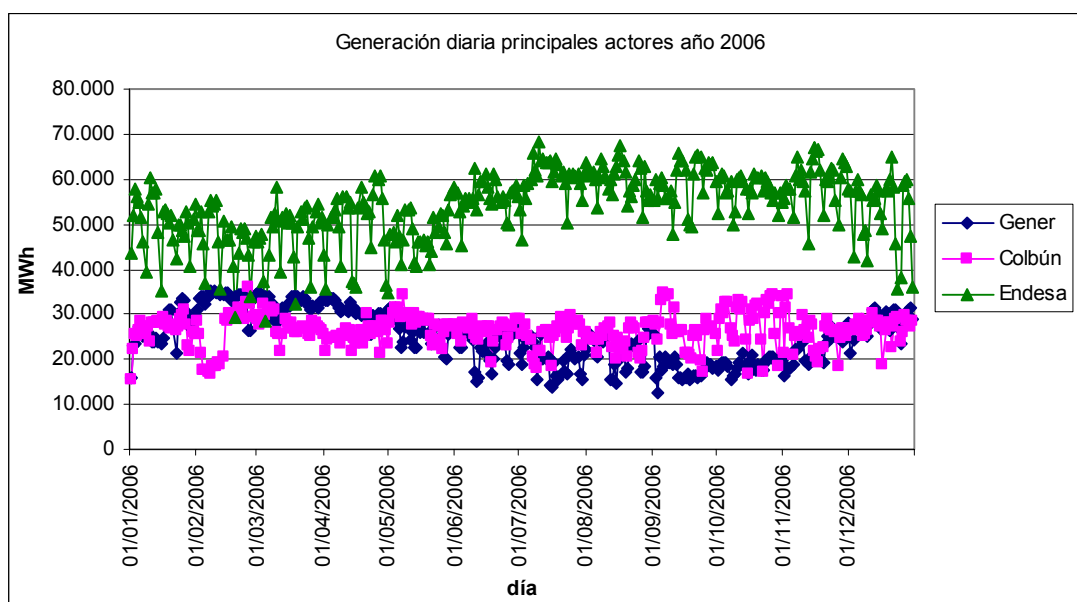


Figura 4-2: Generación diaria del año 2006, de AES Gener-Colbún-Endesa

²⁵ Esta suposición es muy particular de un mercado eléctrico como el SIC, con la presencia de tres grandes generadores, cada uno con una matriz diversa de tecnologías de generación, y no necesariamente es generalizable a otros mercados..

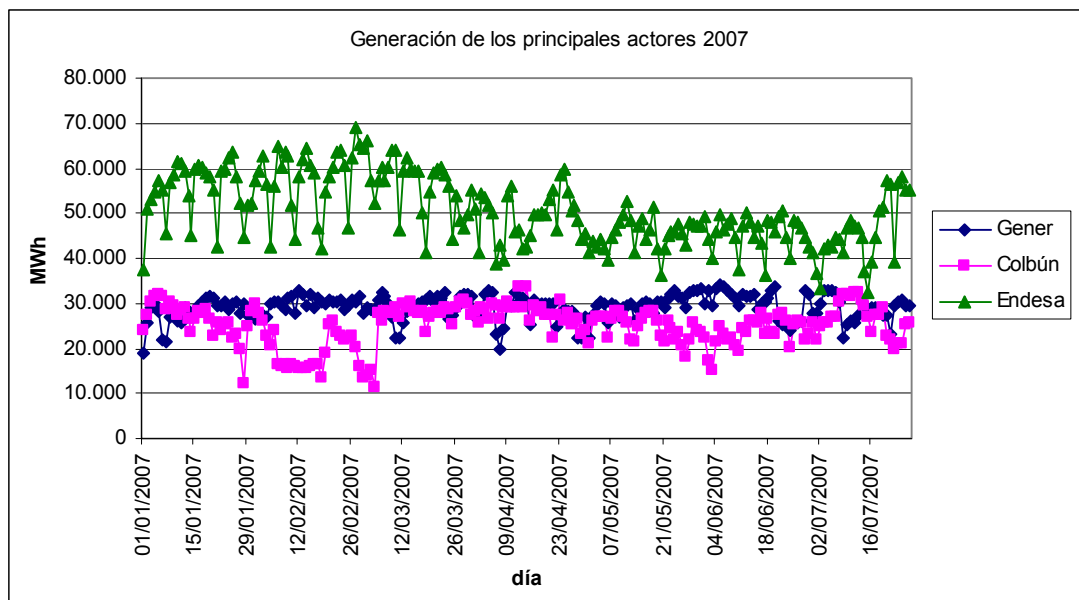


Figura 4-3: Generación diaria del año 2007, de AES Gener-Colbún-Endesa

Y su generación a lo largo de los pasados 10 años:

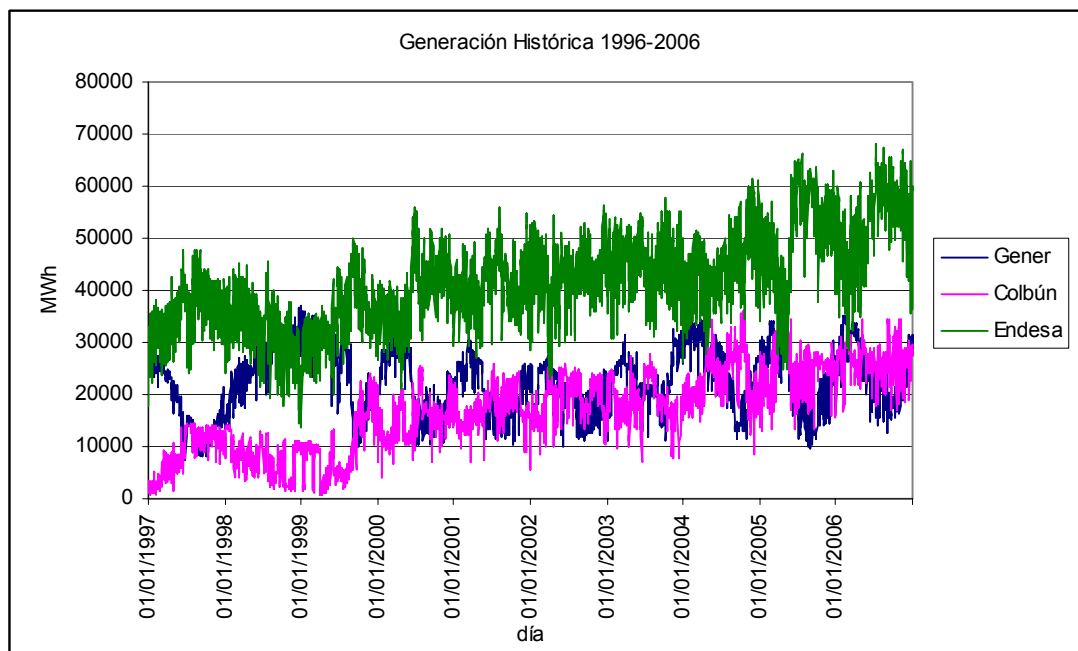


Figura 4-4: Generación diaria histórica de AES Gener, Colbún y Endesa entre 1996-2006

No es difícil percatarse que la generación de Colbún y Endesa crece linealmente en el tiempo a una tasa constante, tal y como lo hace el consumo eléctrico general (**Figura 5-8**).

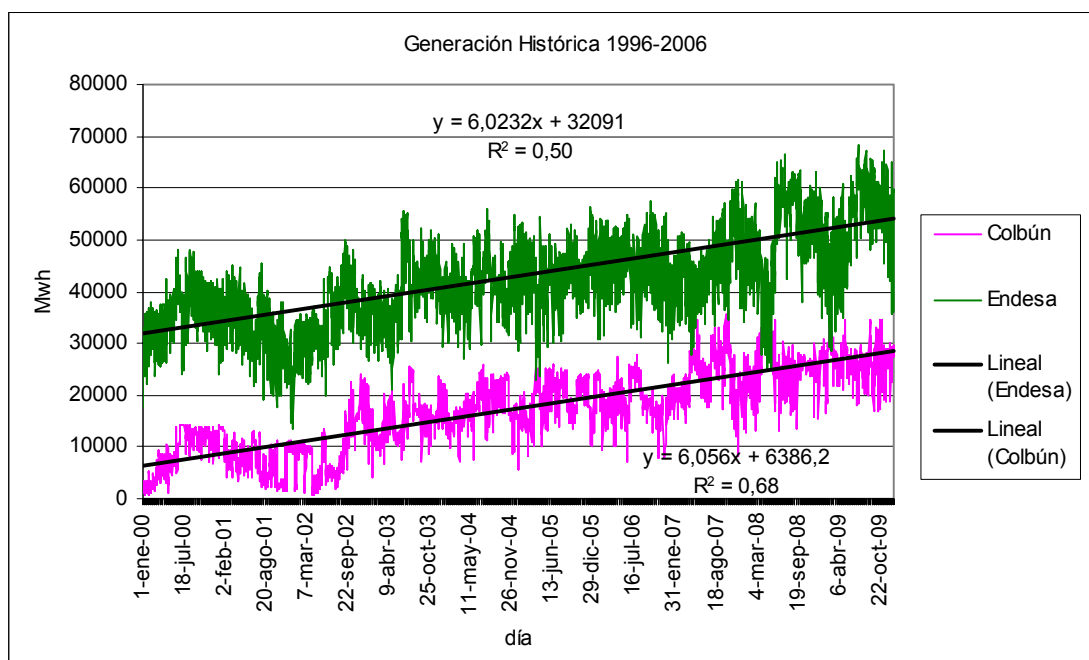


Figura 4-5: Tasa de crecimiento diaria (MWh/día) de la generación de Colbún y Endesa

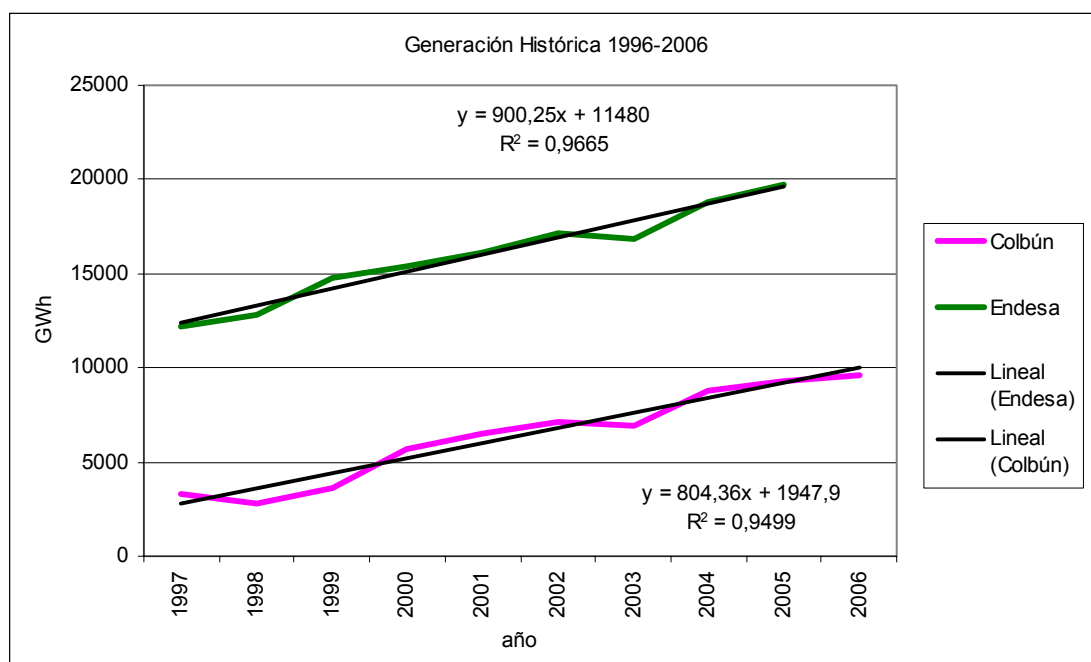


Figura 4-6: Tasa de crecimiento anual (MWh/año) de la generación de Colbún y Endesa

Por otra parte, también es fácil verificar que Gener ha preferido una estrategia de concentración y bajo crecimiento durante los pasados 10 años. Esto se explica por la estrategia de venta de activos que impulsó The AES Corp. una vez que en el año 2000 adquirió, mediante una oferta pública de adquisición de acciones (OPA), un porcentaje controlador de Gener S.A. Hecho esto, en acuerdo con la francesa TotalFinaElf, se vendieron activos de Gener tanto en Chile como en el extranjero, lo cual explica su tendencia de generación histórica (**Figura 4-7** y **Figura 4-8**).

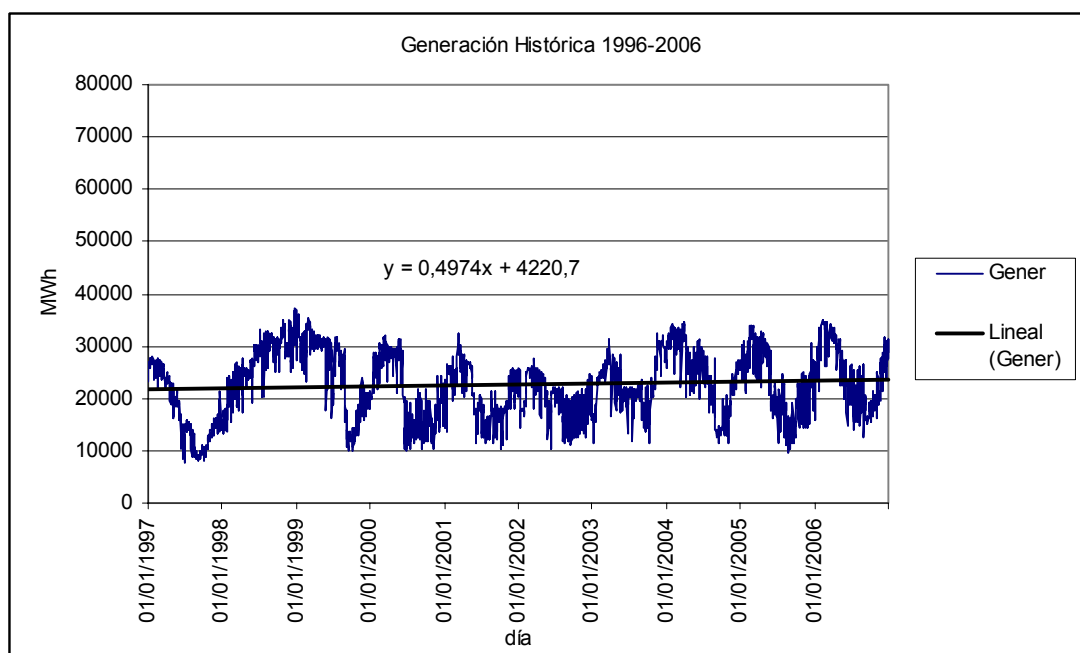


Figura 4-7: Tasa de crecimiento diaria (MWh/día) de la generación de AES Gener

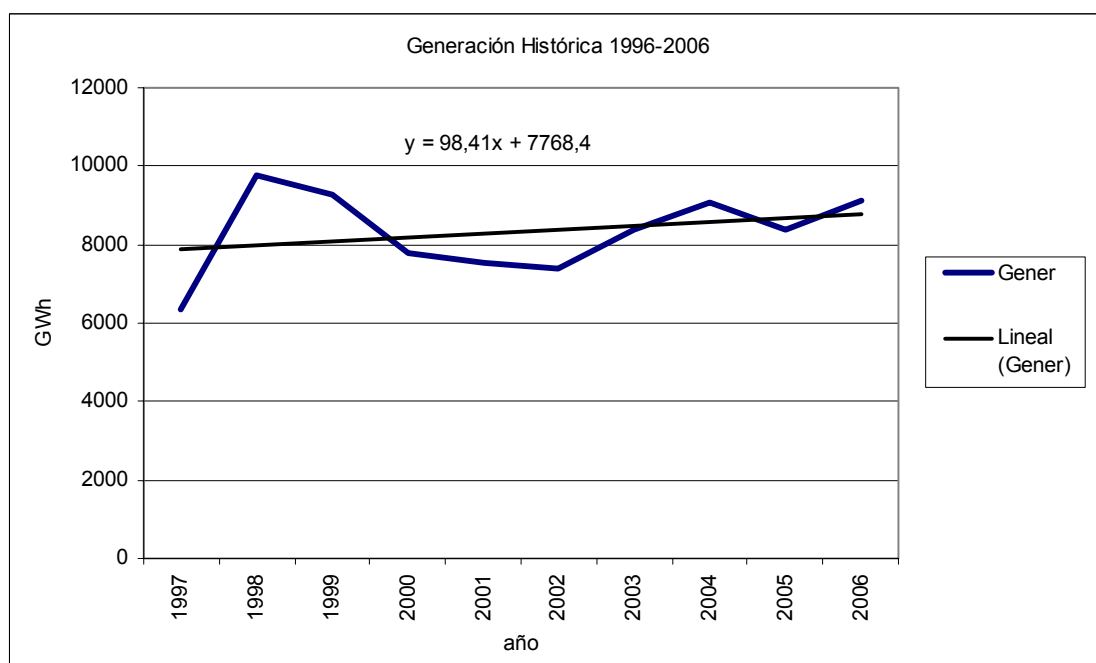


Figura 4-8: Tasa de crecimiento anual (MWh/año) de la generación de AES Gener

Esto muestra que los generadores cuentan con cierta certeza acerca de los MWh que disponen para invertir a largo plazo, dado que la aleatoriedad de la hidrología se mitiga con la diversificación de sus tecnologías de generación²⁶. Además, gran parte de las variaciones en el nivel de generación de las empresas se explica con las políticas de inversión de cada una de ellas. Como veremos más adelante, la aleatoriedad en el nivel de generación no influye en la decisión óptima de contratación de estos generadores.

Un segundo supuesto, es que el beneficio obtenido por un generador se puede representar de forma similar a la propuesta por Chavas y Pope (1982):

$$\tilde{\pi} = \tilde{p} \cdot [\tilde{y} - h] + b \cdot h - \tilde{r} \cdot \tilde{y} - c(h)$$

Ecuación 1

Donde,

\tilde{p} : es el precio del MWh en el mercado spot,

\tilde{y} : es la cantidad de energía producida durante la duración del contrato. Se puede pensar que $\tilde{y} = f \cdot \tilde{\varepsilon}$, donde f es decidido por el CDEC, y

$\tilde{\varepsilon}$: es una variable aleatoria que da cuenta de la desviación entre la generación programada y la efectivamente generada al año,

h : es la cantidad de energía destinada a contratos ($h \geq 0$),

b : es el precio acordado en el contrato con la distribuidora,

\tilde{r} : es el precio unitario del combustible usado para la generación y,

$c(h)$: son los costos derivados del hedging (comisiones, análisis, estudios).

Un tercer supuesto, es que las preferencias de riesgo rentabilidad de los generadores se puede modelar con la siguiente función de utilidad llamada *Linear Mean-Variance Utility*

²⁶ Tanto AES Gener como Colbún y Endesa, poseen centrales hidráulicas (embalse y pasada), centrales térmicas eficientes (baratas) y centrales térmicas ineficientes (caras). En años de hidrologías con baja probabilidad de excedencia, generan en mayor proporción las centrales hidráulicas de cada empresa, mientras

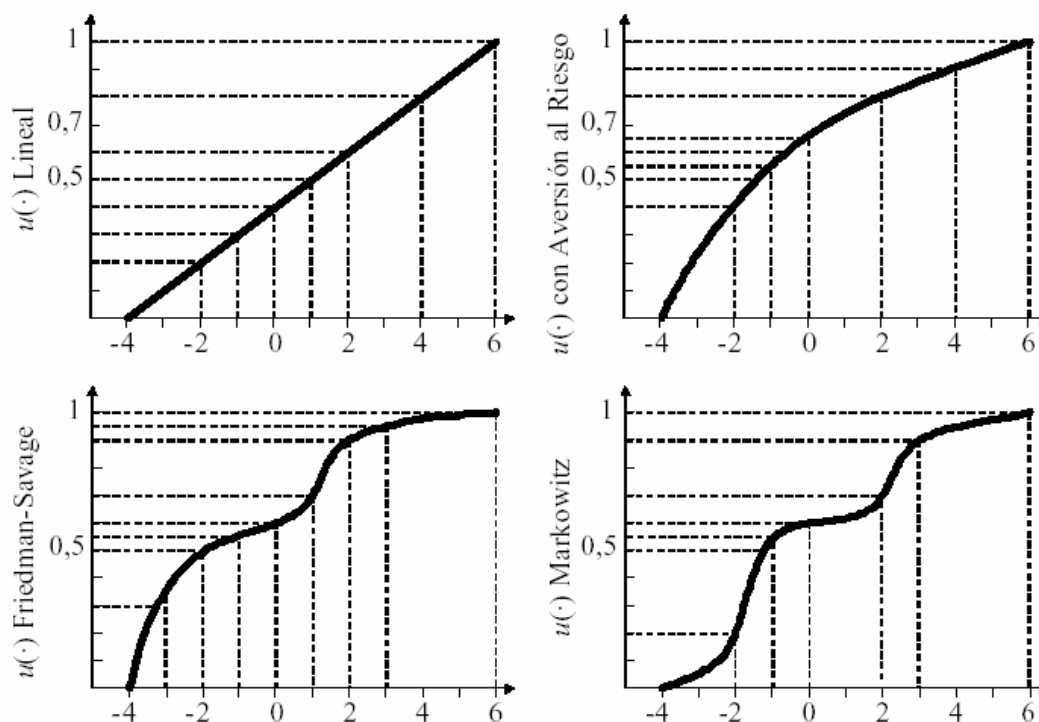
Function, ampliamente utilizada en la literatura para modelar las preferencias de riesgo de los agentes de un mercado (JG Zivin 2001, Coyle 1992, Anderson et al 1983).

$$U(\tilde{\pi}) = E[\tilde{\pi}] - \gamma \cdot Var[\tilde{\pi}]$$

Ecuación 2

Es decir, la utilidad de un portafolio de escenarios de pago $\tilde{\pi}$, es la esperanza de la remuneración que proporciona dicho portafolio, castigado (según un nivel de propensión al riesgo γ) por la varianza embebida en la aleatoriedad de los pagos que se reciben del mismo.

Para llegar a esta conclusión, se investigaron distintas descripciones de la aversión al riesgo de los individuos. Entre ellas, en Singer 2006 pág. 245, encontramos que las representaciones más comunes son las siguientes.



Fuente: Teoría de Juegos y sus aplicaciones estratégicas, Marcos Singer 2006 pág. 245.

Según Singer, la función de utilidad que ha demostrado mayor correlación con el comportamiento real de los seres humanos es la función de Markowitz, la cual ilustra que existen tramos de ganancias en los cuales los seres humanos pueden presentar propensión, neutralidad, o aversión al riesgo.

De hecho, existe evidencia que un ser humano en promedio:

- 1) No acepta jugar gratis una lotería en la cual gana 6 con 50% de probabilidad y pierde 4 en el resto de los casos. Si nos fijamos el valor esperado de esta lotería es 1, luego un ser humano pragmático y neutral al riesgo debería aceptar esta lotería. Esto demuestra que en este rango (+6 y -4) los seres humanos muestran aversión al riesgo.
- 2) Los individuos están dispuestos a comprar un ticket de lotería que paga -1 con 88% de probabilidad y gana 6 con 12%. Nuevamente si nos fijamos exclusivamente en el retorno esperado, vemos que esta lotería entrega -0,16 en

promedio. Esto demostraría que para este tramo (+6 y -1) los seres humanos muestran propensión al riesgo.

3) Lo seres humanos prefieren jugar una lotería que paga -4 con 50% de probabilidad y 0 en el resto de los casos, en lugar de pagar -2 sin aleatoriedad.

Por su parte, de los tramos de la función de Markowitz, el autor conjetura que los generadores se encuentran en uno donde muestran moderada (pequeña) aversión al riesgo. Este supuesto proviene de verificar que el precio promedio de contratos libres, y el precio promedio del spot, por lo general se han mostrado cercanos en el tiempo.

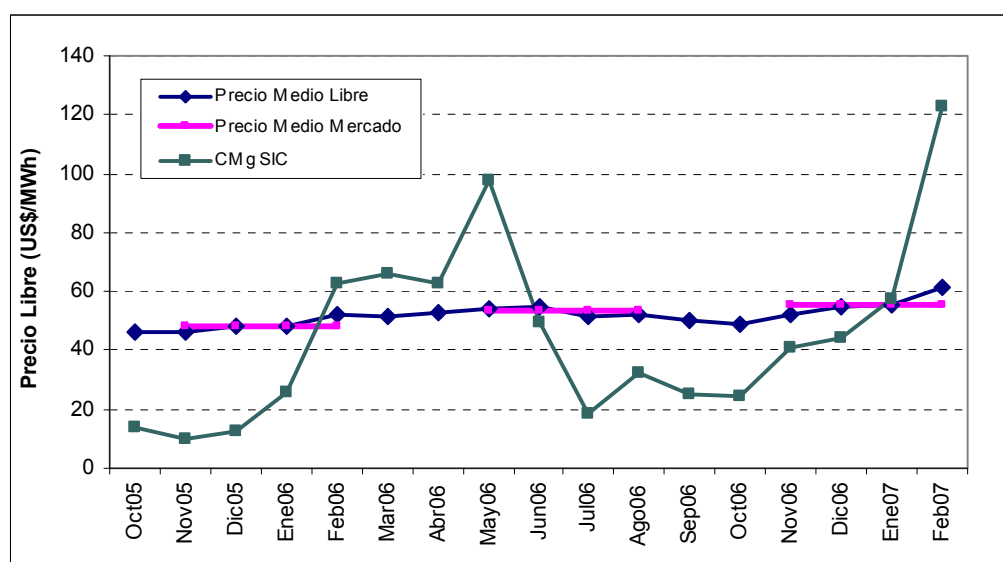


Figura 4-9: Precio medio libre vs. Precio spot, para el periodo oct05 – feb06

Esta cercanía entre el promedio spot y el precio de los contratos, invita a pensar que una función de utilidad lineal en $E[\tilde{\pi}]$ y $Var[\tilde{\pi}]$, modela adecuadamente las preferencias de portafolio de los generadores.

Un cuarto supuesto, es que se pueden hacer las siguientes simplificaciones a la función de utilidad de la **Ecuación 1**.

- 1) Los costos de cobertura son insignificantes frente al volumen de los contratos.

$$\tilde{\pi} = \tilde{p} \cdot [\tilde{y} - h] + b \cdot h - \tilde{r} \cdot \tilde{y}$$

Ecuación 3

Recordemos que un contrato por abastecimiento en promedio representa flujos de dinero de 642 MMUSD/año (para las licitaciones de Octubre 2006). Comparado con los costos de cobertura²⁷ como: el análisis detallado de alternativas; las horas/ejecutivo destinadas; la contratación de especialistas en cobertura; por mencionar solo algunas, los flujos del contrato son mucho más significativos.

- 2) Los grandes generadores se comportan como hedgers (en promedio) y no como especuladores en el mercado de contratos con EE.DD ($\gamma > 0$).

Como se dijo anteriormente, si el mercado eléctrico estuviera compuesto por especuladores tenderíamos a ver un grupo de generadores absolutamente sobre-contratados y un grupo de generadores que sólo generan para el mercado spot. Como se sabe, este fenómeno **no ocurre**.

- 3) El nivel de generación de una gran generadora con tecnologías de generación diversificadas, es relativamente independiente del precio spot.

Esto es claro al mirar las **Figura 4-2** y **Figura 4-3**, donde vemos que a lo largo del año las tres grandes generadoras generan un nivel parejo de energía diaria, independiente de la fuerte tendencia de precios spot a lo largo del mismo (bajos

precios ante lluvias y deshielos, y altos precios durante meses de baja generación hidráulica).

4) Los costos de generación son relativamente independientes del nivel de generación.

Como ya se ha mencionado, las grandes firmas generadoras poseen un portafolio diversificado de tecnologías de generación, luego un mayor nivel de generación no significa necesariamente un mayor costo de generación en promedio.

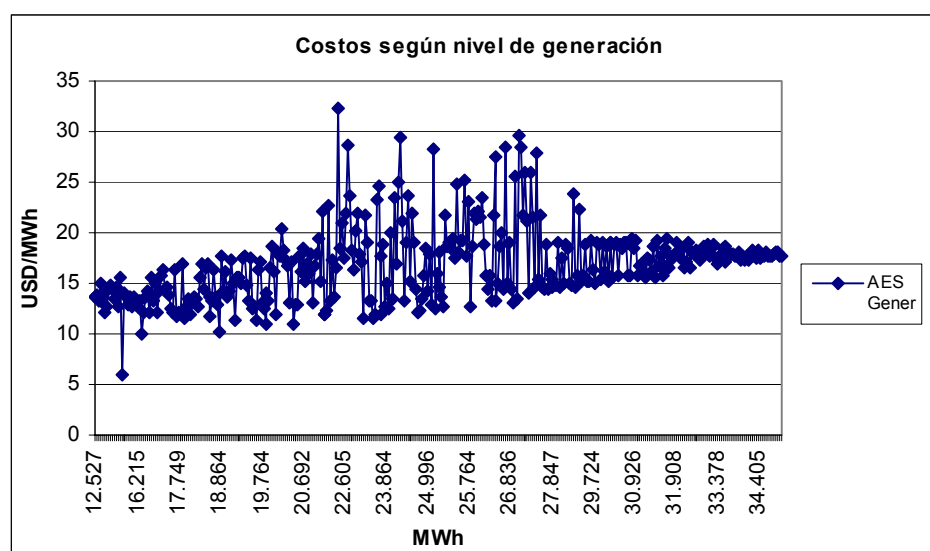


Figura 4-10: Costo del MWh según nivel de generación AES Gener (Fuente CNE)

²⁷ Recordemos que $c(h)$ no es el costo de oportunidad de la cobertura, sino que el gasto necesario para tomar posiciones en contratos financieros.

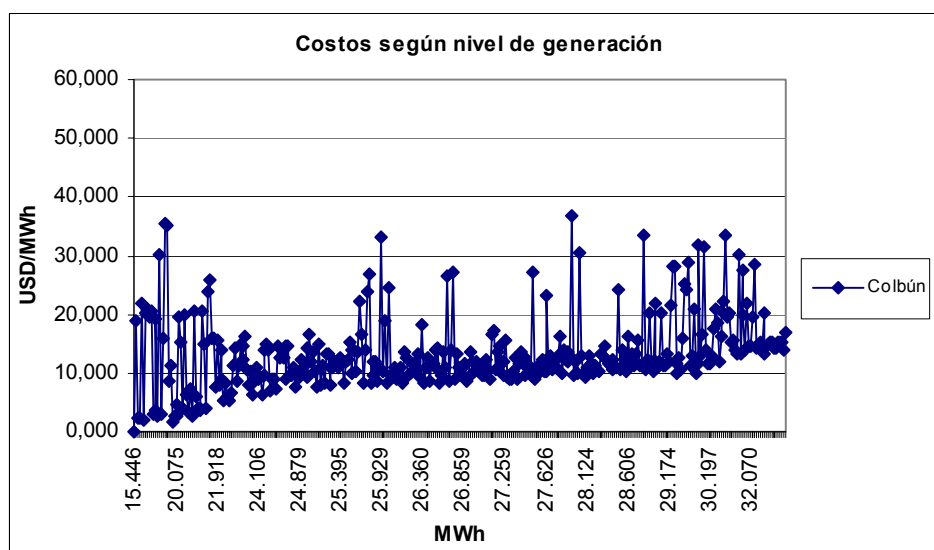


Figura 4-11: Costo del MWh según nivel de generación Colbún (Fuente CNE)

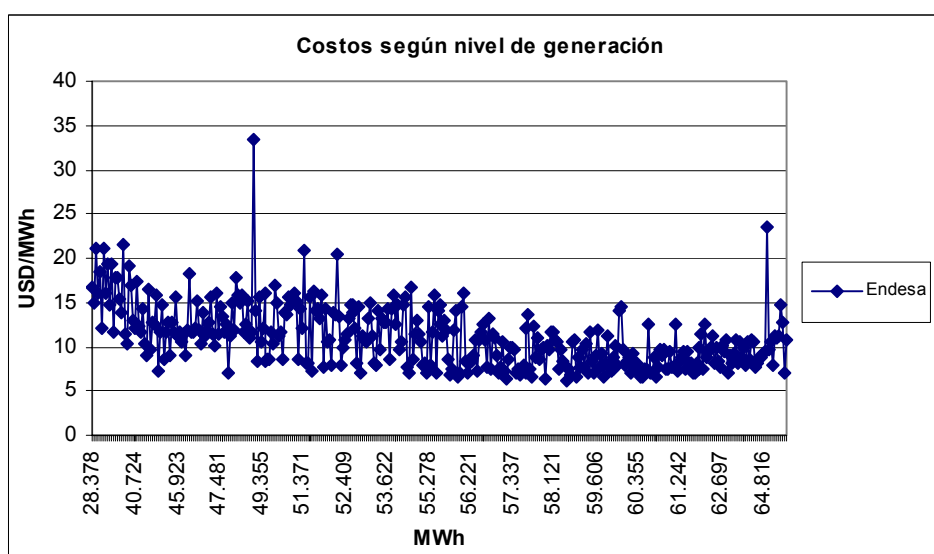


Figura 4-12: Costo del MWh según nivel de generación Endesa (Fuente CNE)

Bajo los supuestos anteriores, la utilidad percibida por los generadores al conformar sus portafolios de inversión de energía se puede representar de la siguiente manera:

Primero, la varianza del portafolio será (de la **Ecuación 1**),

$$\begin{aligned}
Var[\pi] &= Var[(\tilde{p} - \tilde{r}) \cdot \tilde{y}] + h^2 \cdot Var[p] - 2 \cdot h \cdot Cov[(\tilde{p} - \tilde{r}) \cdot \tilde{y}, \tilde{p}] \\
&= \left\{ E[(\tilde{p} - \tilde{r})^2] \cdot E[\tilde{y}^2] - E[\tilde{p} - \tilde{r}]^2 \cdot E[\tilde{y}]^2 \right\} + h^2 \cdot Var[p] - \\
&2 \cdot h \cdot \left\{ E\left[\left(\tilde{p} - \frac{\tilde{r}}{2} \right)^2 \right] \cdot E[\tilde{y}] - E\left[\tilde{p} - \frac{\tilde{r}}{2} \right]^2 \cdot E[\tilde{y}] - Var\left[\frac{\tilde{r}}{2} \right] \cdot E[\tilde{y}] \right\} \\
&= \left\{ Var[\tilde{p} - \tilde{r}] + E[\tilde{p} - \tilde{r}]^2 \right\} \cdot \left\{ Var[\tilde{y}] + E[\tilde{y}]^2 \right\} - E[\tilde{p} - \tilde{r}]^2 \cdot E[\tilde{y}]^2 + h^2 \cdot Var[\tilde{p}] \\
&- 2 \cdot h \cdot \left\{ Var\left[\tilde{p} - \frac{\tilde{r}}{2} \right] + E\left[\tilde{p} - \frac{\tilde{r}}{2} \right]^2 \right\} \cdot E[\tilde{y}] + 2 \cdot h \cdot E\left[\tilde{p} - \frac{\tilde{r}}{2} \right]^2 \cdot E[\tilde{y}] + 2 \cdot h \cdot Var\left[\frac{\tilde{r}}{2} \right] \cdot E[\tilde{y}] \\
&= Var[\tilde{y}] \cdot E[(\tilde{p} - \tilde{r})^2] + Var[\tilde{p} - \tilde{r}] \cdot E[\tilde{y}]^2 - 2 \cdot h \cdot Var\left[\left(\tilde{p} - \frac{\tilde{r}}{2} \right) \right] \cdot E[\tilde{y}] + h^2 \cdot Var[\tilde{p}] \\
&+ Var[\tilde{y}] \cdot Var[\tilde{p} - \tilde{r}] + 2 \cdot h \cdot Var\left[\frac{\tilde{r}}{2} \right] \cdot E[\tilde{y}] \\
&= Var[\tilde{y}] \cdot E[(\tilde{p} - \tilde{r})^2] + Var[\tilde{p}] \cdot (E[\tilde{y}] - h)^2 + Var[\tilde{r}] \cdot E[\tilde{y}]^2 + Var[\tilde{y}] \cdot Var[\tilde{p} - \tilde{r}] \\
&= \sigma_e^2 \cdot (\bar{p} - \bar{r})^2 + \sigma_p^2 \cdot (f - h)^2 + \sigma_r^2 \cdot f^2 + \sigma_y^2 \cdot (\sigma_p^2 + \sigma_r^2)
\end{aligned}$$

Con lo cual la utilidad será:

$$U(\tilde{\pi}) = (\bar{p} - \bar{r}) \cdot \bar{y} + (b - \bar{p}) \cdot h - \gamma \cdot \left\{ \sigma_e^2 \cdot (\bar{p} - \bar{r})^2 + \sigma_p^2 \cdot (f - h)^2 + \sigma_r^2 \cdot f^2 + \sigma_y^2 \cdot (\sigma_p^2 + \sigma_r^2) \right\}$$

Ecuación 4

Donde σ_p es la desviación estándar de \tilde{p} , σ_e es la desviación estándar de \tilde{y} , y σ_r es la desviación estándar de \tilde{r} .

Por su parte, dado que un generador no decide cuanto generar, sólo es de su incumbencia el nivel de cobertura que asume. Como hemos venido suponiendo, el generador se comportará en promedio como un *hedger*. Luego la condición de primer orden de optimalidad:

$$\begin{aligned} \frac{dU(\pi)}{dh} &= -\bar{p} + b - \gamma \cdot \{-2 \cdot (f - h) \cdot \sigma_p^2\} = 0 \\ \Rightarrow \frac{\bar{p} - b}{2 \cdot \gamma \cdot \sigma_p^2} &= f - h \end{aligned}$$

Ecuación 5

Y la condición de segundo orden:

$$\frac{d^2U(\pi)}{dh^2} = -\gamma \cdot \{2 \cdot \sigma_p^2\} < 0$$

Ecuación 6

Por lo cual nos encontramos ante un máximo.

De la **Ecuación 5**, vemos que la porción de energía reservada al mercado spot depende del *spread* entre el precio spot esperado y el precio logrado en la licitación. De hecho, mientras mayor sea el precio esperado del spot mayor será la porción de energía que se destine a ese mercado. Por otra parte, la energía destinada al mercado spot es inversamente proporcional al riesgo percibido por el generador. Es decir, a medida que más adverso al riesgo o más riesgoso es el mercado spot menor es la proporción de energía que se destina a él.

Aún cuando las conclusiones anteriores son obvias, lo que no es obvio a primera vista es que la cantidad de energía óptima a destinar al mercado spot es independiente de la incertidumbre que existe entre la generación esperada y la generación efectiva, así como también de la incertidumbre inherente en los costos de generación²⁸. Por lo tanto, es correcto pensar que el generador, independiente de la pequeña aleatoriedad de su generación, conforma su portafolio óptimo en base a sólo su generación esperada, independiente de su aleatoriedad.

²⁸ Notemos que σ_e y σ_r no aparecen en la **Ecuación 5**

Un quinto supuesto, es que la substitubilidad que ven los generadores en los contratos de energía con EE.DD (licitados en formato combinatorial) proviene de lo siguiente.

Notemos que la función de utilidad de la **Ecuación 4** depende fundamentalmente de dos parámetros, (1) el nivel de contratación de la generadora representada por la variable h , y (2) la rentabilidad que se pueda obtener (dependiendo del precio que se ofrezca por la energía eléctrica en la subasta) denotado por b .

Por comodidad y generalidad, se escalará la **Ecuación 4** por $1/f \cdot \bar{r}$ con lo que:

$$U(\tilde{r}_p) = \frac{(\bar{p} - \bar{r}) \cdot f + (b - \bar{p}) \cdot h}{f \cdot \bar{r}} - \gamma \cdot f \cdot \bar{r} \cdot \frac{\left\{ \sigma_e^2 \cdot (\bar{p} - \bar{r})^2 + \sigma_p^2 \cdot (f - h)^2 + \sigma_r^2 \cdot f^2 \right\}}{f^2 \cdot \bar{r}^2 + \sigma_y^2 \cdot (\sigma_p^2 + \sigma_r^2)}$$

Luego,

$$U(\tilde{r}_p) = r_{MS} \cdot (1 - w) + r_{C-EE.DD} \cdot w - \gamma' \cdot \sigma_p^2 \cdot (1 - w)^2$$

Ecuación 7

Donde r_{MS} es la rentabilidad obtenida de cada MWh destinado al mercado spot, $r_{C-EE.DD}$ es la rentabilidad de cada MWh destinado a contratos, $w = h/f$ es la proporción de energía destinada a contratos, y $\gamma' = \gamma \cdot f \cdot \bar{r}$ es la aversión al riesgo escalada de un generador. Dado que una función de utilidad $U(x) = f(x) + a$, representa la misma ordenación de preferencias racionales que $U(x) = f(x)$, se ha omitido la parte constante de la función anterior.

A continuación se muestra la forma de las curvas de iso-utilidad en función de la rentabilidad obtenida en contratos $r_{C-EE.DD}$ y el nivel de contratación alcanzado w , para el **Ejemplo 5**.

Ejemplo 5:

Para $\sigma_p = 7,6$, $r_{MS} = 3,6$ y $\gamma' = 3,6\%$, la función de utilidad es:

$$U(r_A, w) = w \cdot r_{C-EE.DD} + (1 - w) \cdot (3,6 - 3,6\% \cdot 7,6^2 \cdot (1 - w))$$

Ecuación 8

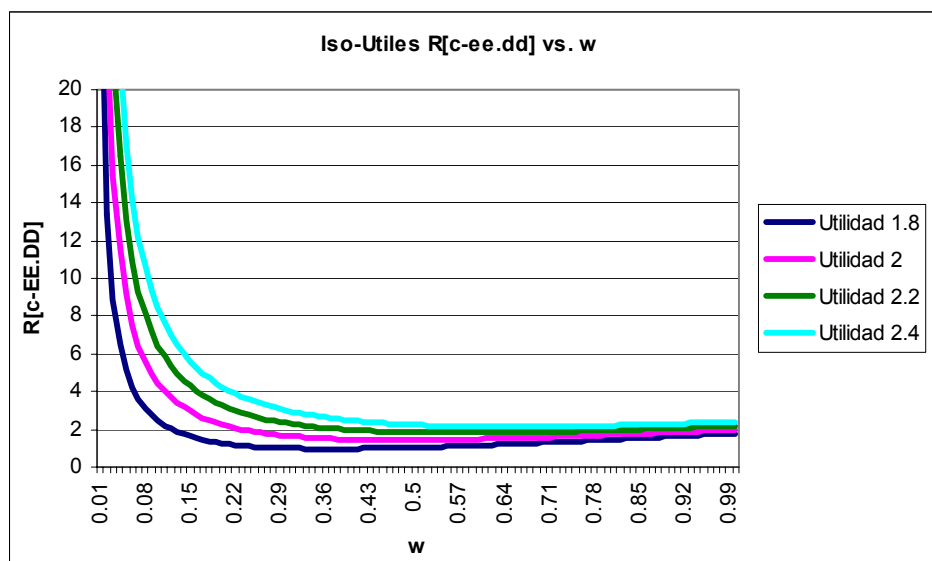


Figura 4-13: Iso-Utilidades para la función de la **Ecuación 8**

De la **Figura 4-13**, es claro que un generador, dado un nivel de contratación, prefiere mayor rentabilidad. Sin embargo, es importante notar que dado un nivel de rentabilidad no

necesariamente el generador preferirá estar más contratado. Esto se muestra en el gráfico siguiente.

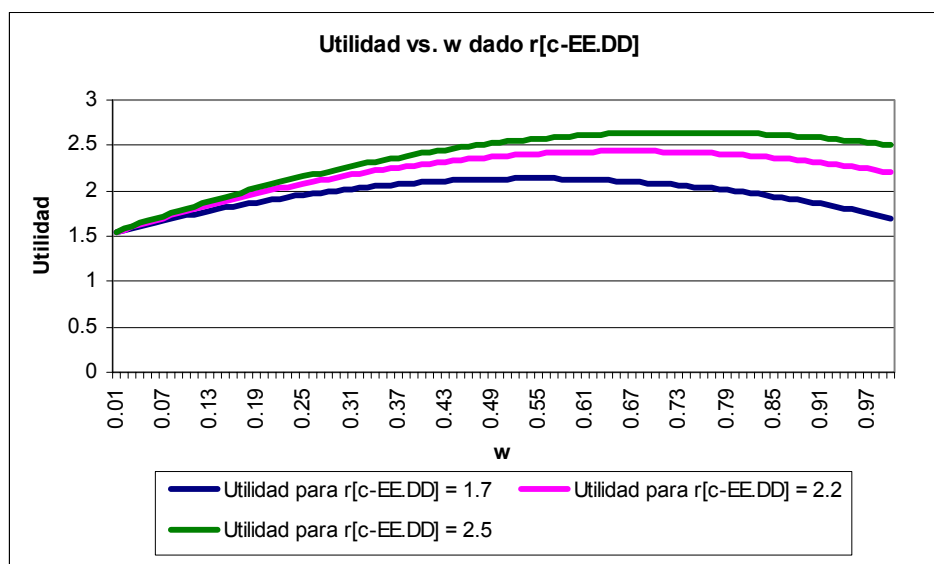


Figura 4-14: Utilidad vs. Nivel de Contratación, dada una rentabilidad de los contratos con EE.DD.

La **Figura 4-14** muestra que los generadores ven substitubilidades entre los contratos de energía eléctrica²⁹. De hecho, para una rentabilidad del 2.2 en contratos con EE.DD, tenemos las siguientes preferencias:

Tabla 4-3: Utilidad según nivel de contratación ($\gamma = 3,6\%$).

| Nivel de Contratación (w) | Utilidad |
|---------------------------|----------|
| 0.1 | 1.73 |
| 0.3 | 2.01 |

²⁹ La utilidad marginal de un nuevo contrato es decreciente con en el nivel de contratación

Es claro entonces, que estar el triple de contratado (entre 10% y 30% contratado) para un generador con preferencias de riesgo representadas por $\gamma^? = 3,6\%$, puede ser menos que el triple de preferido. Esto, ya que $1,73 \cdot 3 = 5,19 > 2,01$.



Un sexto supuesto, que ya se ha venido considerando, es que los contratos con empresas distribuidoras, para todos los efectos prácticos, son libre de riesgo³⁰.

El séptimo y último supuesto, previo a enunciar la hipótesis sobre la cual se modelará el comportamiento de los generadores, es que los precios de largo plazo derivados de los contratos con empresas distribuidoras deberán corresponder a los Equilibrios de Nash de un juego estratégico competitivo³¹, desarrollado en este caso, bajo un esquema de subastas.

Finalmente, estos supuestos llevan a realizar la siguiente hipótesis:

Hipótesis: Dado que los generadores utilizarán estos nuevos mercados de contratos como una fuente de cobertura contra el riesgo del mercado spot (valorando cada contrato según cuanto este lo acerca a su portafolio óptimo de inversión de energía) los precios de largo plazo esperables para el segmento regulado (entendidos como los equilibrios de Nash que de estas licitaciones se alcance) se verán influenciados por tres características de los generadores: (1) sus portafolios de tecnologías de generación, (2) sus preferencias de riesgo, y (3) su generación anual esperada.

³⁰ Recordemos que además de no presentar aleatoriedad en el precio de venta, los contratos se indexan a indicadores económicos relevantes.

³¹ Concepto de *equilibrio estratégico*, enunciado por John Nash.

5. RESOLUCIÓN DE LAS LICITACIONES POR MEDIO DE SIMULACIÓN

Bajo el marco conjeturado en las secciones anteriores, se realiza a continuación una simulación en Matlab® que encuentra los equilibrios de Nash para un ambiente de licitación determinado. La utilidad de este es previsualizar qué comportamientos son esperables en el esquema de subastas de energía para distribuidoras en Chile.

Se consideró el siguiente escenario prototipo, el cual es una simplificación lógica de las licitaciones de Octubre 2006:

Escenario

Se subastan contratos por 12 años de suministro con EE.DD. El requerimiento total está representado por un BBE, el cual es divisible y combinable. En concreto, se puede apostar por lo siguiente.

Tabla 5-1: Escenario de licitación para Simulación

| Licitación | | |
|---------------|---------------|----------------|
| 1 SBBE | 2 SBBE | BBE |
| 3.920 GWh/año | 7.840 GWh/año | 11.760 GWh/año |

El BBE subastado, es un bloque con características de bloque base, para el cual está permitido realizar apuestas tanto por 1/3 del suministro, 2/3 del suministro, como por el bloque base completo (11.760 GWh/año).

La decisión de realizar esta licitación prototipo, proviene de la forma en que se realizaron las primeras subastas del año 2006. Como sabemos la energía total subastada en esa oportunidad correspondió a 11.760 GWh/año.

Por otra parte, la energía total generada el 2006 y la esperada para el 2007 de AES Gener, Colbún y Endesa³², dado los datos de generación diaria registrados hasta el 26 de julio de 2007, es:

Tabla 5-2: Generación anual para el 2006 y esperada para el 2007 de AES Gener, Colbún y Endesa

| | AES Gener [GWh/año] | Colbún [GWh/año] | Endesa [GWh/año] |
|------|------------------------|---------------------|---------------------|
| 2006 | 9.144 | 9.651 | 19.762 |
| 2007 | 11.271 | 9.691 | 19.638 |

Fuente: CNE³³

Sobre este escenario prototipo, se desarrollarán los generadores modelados como se indica en la siguiente sección.

5.1. Modelo del Comportamiento de los generadores.

Se supondrá existen tres generadores $i \in \{1,2,3\}$ con las siguientes características:

1. Un portafolio de tecnologías de generación t_i , con costos de generación promedio c_i USD/MWh
2. Una energía anual de generación esperada a lo largo de los 12 años de f_i

³² Considerando su filiales asociadas

³³ Proyección 2007 es propia

3. Unas preferencias de riesgo denotada por γ'_i (su **tipo**)
4. Un set finito de precios posibles a apostar en las subastas $b \in \{b_1 \dots b_N\}$
5. Una ecuación de valorización de portafolios {mercado spot, contratos con EE.DD} según la función de utilidad (**LMVUF**).

$$U(\tilde{r}_p) = E[\tilde{r}_p] - \gamma' \cdot Var[\tilde{r}_p]$$

Es importante recalcar que el **tipo** de cada generador será parte del conjunto de información disponible transversalmente a los agentes, ya que esta información es revelada a lo largo del tiempo en la cantidad que compran o generan los agentes para el mercado spot.

Desde esta perspectiva, el juego estratégico puede modelarse como sigue. Primero el generador 1 realiza sus apuestas, sin que ellas sean de conocimiento de los demás generadores. Posteriormente hace lo mismo el generador 2, sin que G1 y G3 conozcan sus decisiones. Por último, el generador 3 hace sus apuestas, sin que sean del conocimiento de G1 y G2.

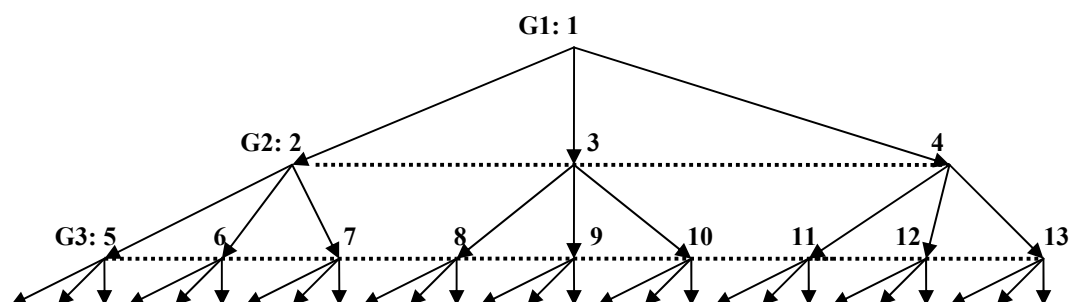


Figura 5-1: Juego de licitación simplificado, para $a = 3$ acciones por generador

Para la simplificación de la **Figura 5-1**, los conjuntos de información a los que se ven enfrentados los generadores, son los formados por los nodos: $h_1 = \{1\}$ para G1; $h_2 = \{2,3,4\}$ para G2; y $h_3 = \{5,6,\dots,13\}$ para G3, ya que se trata de un juego simultáneo estático.

Ahora, si discretizamos el espacio de precios posible de apuesta a N , el número de estrategias que dispondrá cada generador será de $(N+1)^3$. Luego, para distintos valores de N , el número de estrategias disponibles por generador serán los de la **Tabla 5-3**:

Tabla 5-3: Número de estrategias disponibles dada la resolución de precios usada.

| N | # Estrategias | N | # Estrategias | N | # Estrategias | N | # Estrategias | N | # Estrategias |
|-----|---------------|-----|---------------|-----|---------------|-----|---------------|-----|---------------|
| 1 | 8 | 21 | 10.648 | 41 | 74.088 | 61 | 238.328 | 81 | 551.368 |
| 2 | 27 | 22 | 12.167 | 42 | 79.507 | 62 | 250.047 | 82 | 571.787 |
| 3 | 64 | 23 | 13.824 | 43 | 85.184 | 63 | 262.144 | 83 | 592.704 |
| 4 | 125 | 24 | 15.625 | 44 | 91.125 | 64 | 274.625 | 84 | 614.125 |
| 5 | 216 | 25 | 17.576 | 45 | 97.336 | 65 | 287.496 | 85 | 636.056 |
| 6 | 343 | 26 | 19.683 | 46 | 103.823 | 66 | 300.763 | 86 | 658.503 |
| 7 | 512 | 27 | 21.952 | 47 | 110.592 | 67 | 314.432 | 87 | 681.472 |
| 8 | 729 | 28 | 24.389 | 48 | 117.649 | 68 | 328.509 | 88 | 704.969 |
| 9 | 1.000 | 29 | 27.000 | 49 | 125.000 | 69 | 343.000 | 89 | 729.000 |
| 10 | 1.331 | 30 | 29.791 | 50 | 132.651 | 70 | 357.911 | 90 | 753.571 |
| 11 | 1.728 | 31 | 32.768 | 51 | 140.608 | 71 | 373.248 | 91 | 778.688 |
| 12 | 2.197 | 32 | 35.937 | 52 | 148.877 | 72 | 389.017 | 92 | 804.357 |
| 13 | 2.744 | 33 | 39.304 | 53 | 157.464 | 73 | 405.224 | 93 | 830.584 |
| 14 | 3.375 | 34 | 42.875 | 54 | 166.375 | 74 | 421.875 | 94 | 857.375 |
| 15 | 4.096 | 35 | 46.656 | 55 | 175.616 | 75 | 438.976 | 95 | 884.736 |
| 16 | 4.913 | 36 | 50.653 | 56 | 185.193 | 76 | 456.533 | 96 | 912.673 |
| 17 | 5.832 | 37 | 54.872 | 57 | 195.112 | 77 | 474.552 | 97 | 941.192 |
| 18 | 6.859 | 38 | 59.319 | 58 | 205.379 | 78 | 493.039 | 98 | 970.299 |
| 19 | 8.000 | 39 | 64.000 | 59 | 216.000 | 79 | 512.000 | 99 | 1.000.000 |
| 20 | 9.261 | 40 | 68.921 | 60 | 226.981 | 80 | 531.441 | 100 | 1.030.301 |

Por su parte, el número de candidatos a equilibrio estará dado por todas las combinaciones que se puedan hacer de estas estrategias, lo cual representa el cubo del número de estas. Luego, por consideraciones de manejabilidad de los datos, tiempo de simulación y significancia de los resultados obtenidos, se utilizarán 3 precios posibles de apuesta.

Con ello, se tendrán $64^3 = 262.144$ candidatos a equilibrio. Para cada uno de estos, deberá resolverse la adjudicación óptima y la utilidad esperada por generador a manera de poder evaluar cuanto valora cada agente el resultado correspondiente y qué equilibrios de Nash de ello se obtiene.

En un procesador AMD XP-M 2600+ de 224 MB de RAM, el código demora alrededor de 6 minutos en promedio para ejecutarse.

5.2. Diagrama de flujo de la simulación realizada en Matlab®:

Se muestra a continuación la lógica interna detrás de la simulación del juego estratégico planteado en Matlab®. Para su mejor comprensión, las etapas de simulación se dividieron en cinco: Obtención de parámetros para caracterizar a los generadores, Generación del perfil de apuestas posibles, Obtención de la matriz del juego estratégico, Cálculo de los equilibrios de Nash, y Depuración por mano temblorosa.

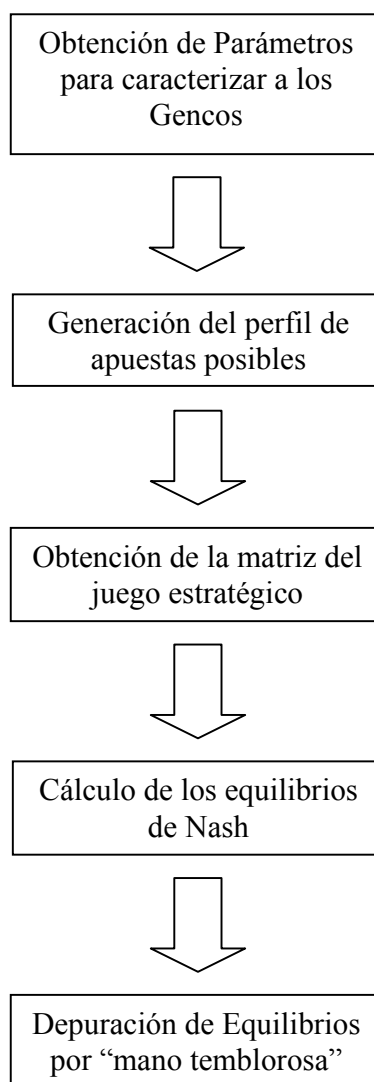


Figura 5-2: Diagrama de flujo, simulación de subastas con Matlab®.

A continuación se muestra la lógica interna de cada uno de los bloques funcionales de la **Figura 5-2**.

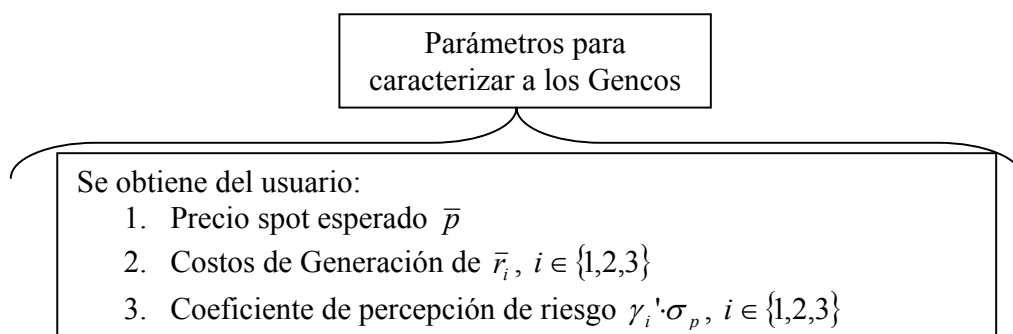


Figura 5-3: Diagrama de flujo, “Parámetros para caracterizar a los Gencos”

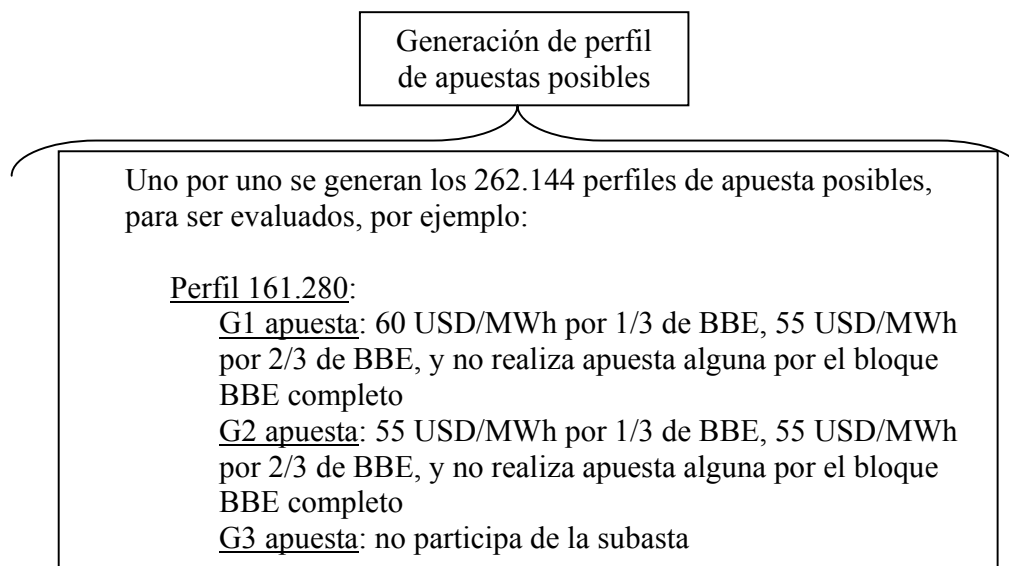


Figura 5-4: Diagrama de flujo, “Generación de perfil de apuestas posibles”

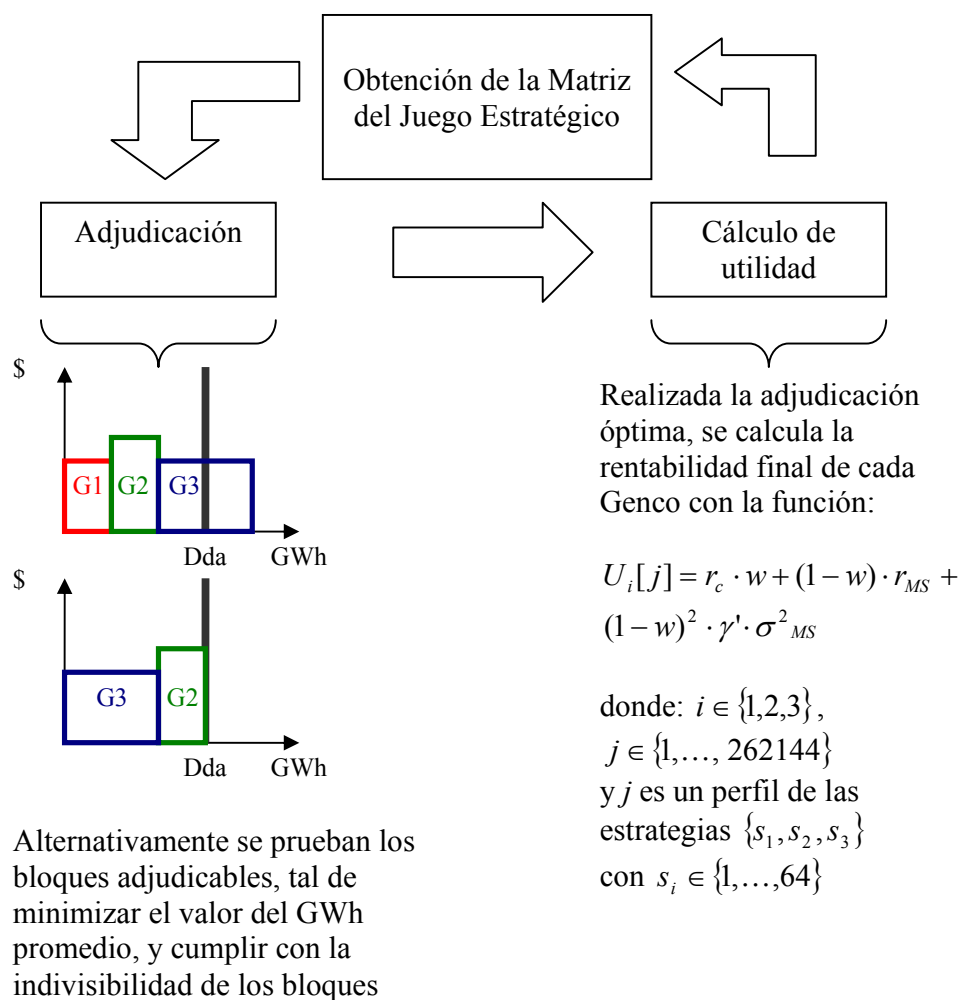


Figura 5-5: Diagrama de flujo, “Obtención de la Matriz del Juego Estratégico”

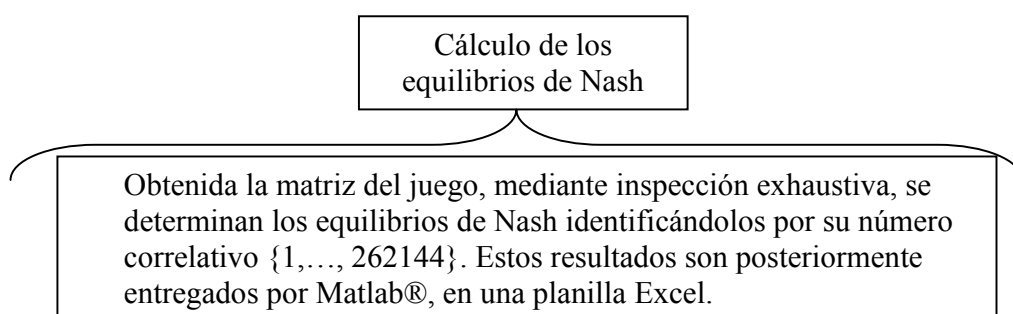


Figura 5-6: Diagrama de flujo, “Cálculo de los Equilibrios de Nash”

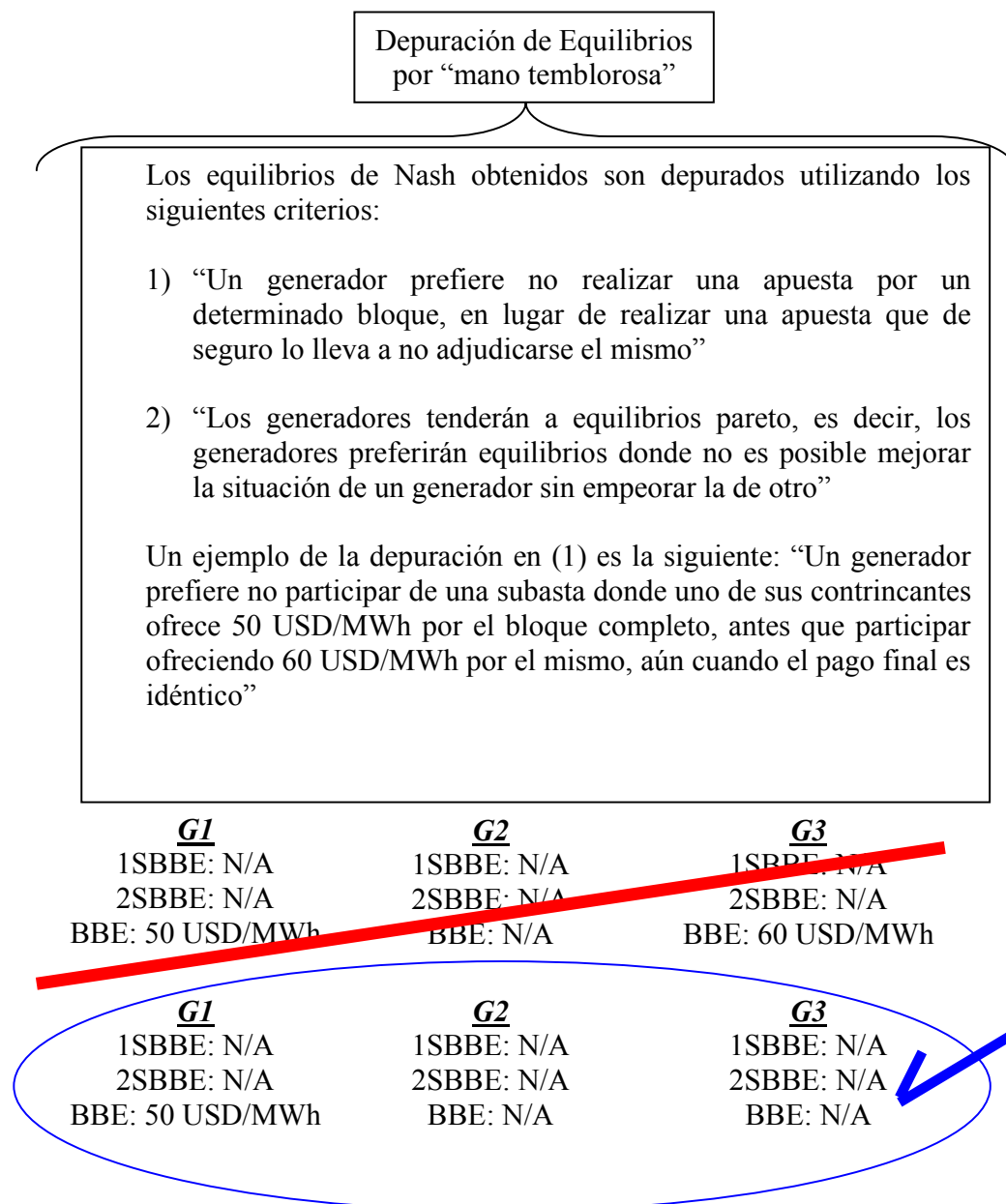


Figura 5-7: Diagrama de flujo, “Depuración de equilibrios por mano temblorosa”

El modelo anterior es calibrado con los parámetros del mercado chileno en el punto siguiente.

5.3. Calibración del Modelo al Caso Chileno

Para calibrar el modelo, se utilizarán los datos reales del mercado eléctrico chileno. Este último, como sabemos, está dominado por tres grandes actores: AES Gener; Colbún; y Endesa. Por lo tanto,

1) Se supondrá que existen tres portafolios de tecnologías posibles de generación:

- a. t_1 : Portafolio de generación de alto costo (caso AES Gener).
- b. t_2 : Portafolio de generación de costo medio (caso Colbún).
- c. t_3 : Portafolio de generación de bajo costo (Caso Endesa).

2) Se supondrán tres precios posibles para apostar: 60 USD/MWh; 55 USD/MWh y 50 USD/MWh.

Lo anterior se debe a que en las licitaciones del 31 de Octubre de 2006 el rango de apuestas estuvo muy cercano a estos precios.

3) Para cada precio posible de oferta, los generadores ven las siguientes rentabilidades.

Tabla 5-4: Rentabilidad de contratos con EE.DD según tecnología y precio

| | 50 USD/MWh | 55 USD/MWh | 60 USD/MWh |
|----------------|------------|------------|------------|
| Térmico Caro | 1,92 | 2,23 | 2,53 |
| Térmico Medio | 2,74 | 3,13 | 3,52 |
| Térmico Barato | 3,63 | 4,11 | 4,59 |

Esto, debido a que los costos promedios de generación de cada generador son:

Tabla 5-5: Costos promedio de Generación por Empresa

| | AES Gener | Colbún | Endesa |
|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Generación 2006 [MWh] | 9.144.333 | 9.651.154 | 19.761.582 |
| Costo de Generación 2006 [USD] | 156.579.367 | 129.108.176 | 213.796.074 |
| Costo del MWh 2006 [USD/MWH] | 17,12 | 13,38 | 10,82 |

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE

4) La rentabilidad por cada MWh destinado al mercado spot, para cada una de las tecnologías será:

Tabla 5-6: Rentabilidad del Mercado Spot según tecnología

| Térmico Caro | Térmico Medio | Térmico Barato |
|--------------|---------------|----------------|
| 6,86 | 9,06 | 11,44 |

Lo anterior, proviene de considerar el precio spot promedio esperado para el intervalo abr07 a mar11, y de considerar los costos de generación de la **Tabla 5-5**.

En estricto rigor, se debiera considerar el precio spot esperado a lo largo de los 12,3 años promedio que duran los contratos, como se hace en la sección **6.4**. Sin embargo, para poder manejar en Matlab® aversiones al riesgo de mayor magnitud, se decidió utilizar en las primeras simulaciones (sin pérdida de generalidad)³⁴ estos valores de rentabilidad del spot.

³⁴ Las primeras simulaciones son para evaluar el efecto de las tecnologías, aversión al riesgo, y tamaño de los participantes sobre el precio final de licitación, por lo tanto, utilizar estos valores de rentabilidad no produce pérdida de generalidad alguna.

- 5) El riesgo asociado al mercado spot para cada una de las tecnologías, a 5,5 años plazo³⁵ es:

Tabla 5-7: Riesgo del Mercado Spot Según Tecnología

| | AES Gener | Colbún | Endesa |
|-------------|-----------|--------|--------|
| Riesgo Spot | 12,97 | 16,60 | 20,53 |

Lo anterior proviene de asumir una desviación estándar del precio spot de 222 USD/MWh a lo largo de los 12 años de contrato promedio. Este parámetro es irrelevante para los cálculos y sólo nos sirve para escalar la percepción de riesgo calculada con parámetros del mercado. Cualquier sub o sobre estimación se ve compensada con γ . Se urge al lector a no tomar este parámetro como una medida real de la desviación estándar del spot, se usa sólo por comodidad.

- 6) El precio de un bloque o sub-Bloque desierto corresponde a 65 USD/MWh.

Esto se asume desde el punto de vista del costo marginal. El costo de un bloque desierto debe ser, como máximo, 65 USD/MWh porque de lo contrario hubiese sido conveniente aceptar precios más altos que los aceptados. En el límite, se puede asumir que el costo de un bloque desierto corresponde al precio techo de esta licitación.

- 7) La generación promedio anual esperada de cada generador será:

Tabla 5-8: Generación esperada por empresa durante la madurez de los contratos de
Octubre de 2006

³⁵ 5,5 años es la duración financiera promedio de los contratos de Octubre 2006.

| | AES Gener | Colbún | Endesa |
|--------------------------|-----------|--------|--------|
| Energía promedio GWh/año | 10.999 | 12.054 | 24.984 |

La cual proviene del cálculo siguiente.

Sabemos, por datos de la CNE, que la energía anual generada el año 2006 por AES Gener, Colbún y Endesa (más sus respectivas filiales), fue:

| | AES Gener | Colbún | Endesa |
|-----------------------------|-----------|--------|--------|
| Energía generada 2006 [GWh] | 9.144 | 9.651 | 19.762 |

Además, a partir de información de la misma identidad, obtenemos la siguiente tendencia de generación anual del SIC.

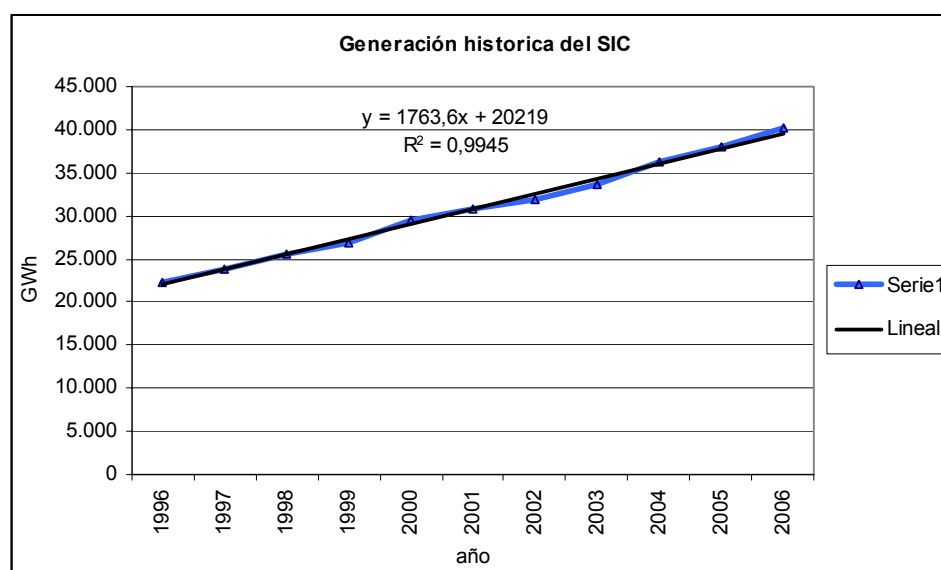


Figura 5-8: Generación histórica del SIC, desde 1996 a julio de 2006

Utilizando esta tendencia lineal (1996 representa el año $x = 1$), y asumiendo que las tres grandes generadoras mantienen su cuota de mercado a lo largo del tiempo (ver

Tabla 4-2), tenemos que la generación promedio de AES Gener, Colbún y Endesa, para los años 2010 a 2022 será.

$$\frac{1.763,6 \cdot (16 - 4)}{2} \cdot 0,2271 + 9.651 = 10.999$$

$$\frac{1.763,6 \cdot (16 - 4)}{2} \cdot 0,1753 + 9.144 = 12.054$$

$$\frac{1.763,6 \cdot (16 - 4)}{2} \cdot 0,4935 + 19.762 = 24.984$$

8) Para conocer la utilidad proporcionada por eventos aleatorios (como el caso cuando más de un generador aplica para adjudicarse un bloque y este es adjudicado equiprobablemente a cada generador), se utiliza la **teoría de la utilidad esperada**³⁶.

³⁶ Es decir se toma en consideración la Desigualdad de Jensen

6. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

El presente capítulo tiene como objetivo mostrar los resultados obtenidos de la simulación con Matlab®, presentada en el capítulo anterior. Para ello, el capítulo se divide de la siguiente manera.

Se realiza primero una simulación para el caso en que los generadores modelados tienen los tamaños y costos de generación de quienes representan (AES Gener, Colbún y Endesa), con la salvedad que no se incluyen los máximos casables declarados en Octubre de 2006. Como se dijo anteriormente, esto no produce pérdida de generalidad ya que el objetivo de la simulación es sopesar el efecto de la tecnología, aversión al riesgo, y tamaño de los generadores, no predecir resultados.

6.1. Simulación para el caso de generadores heterogéneos en tecnología y heterogéneos en tamaño para distintas preferencias de riesgo.

La calibración de esta simulación es la siguiente:

1. Las rentabilidades de los contratos, según tecnología y precio ofrecido, serán las de la **Tabla 5-4**,
2. Los costos de generación, serán los que se muestran en la **Tabla 5-5**,
3. Las rentabilidades del mercado spot, por generador, serán las de la **Tabla 5-6**,
4. Las energías anuales generables por generador, serán las de la **Tabla 5-8**,

Tabla 6-1: Nomenclatura para la Simulación

| G1 | G2 | G3 |
|-----------------|------------------|-------------------|
| Tecnología Cara | Tecnología Media | Tecnología Barata |

Con estos datos, los resultados de la simulación son los siguientes.

6.1.1 Dos generadores con baja aversión al riesgo, y tercer generador variable en preferencias.

La evolución del precio promedio esperado, para distintas preferencias del tercer generador, se aprecia en la **Figura 6-1**.

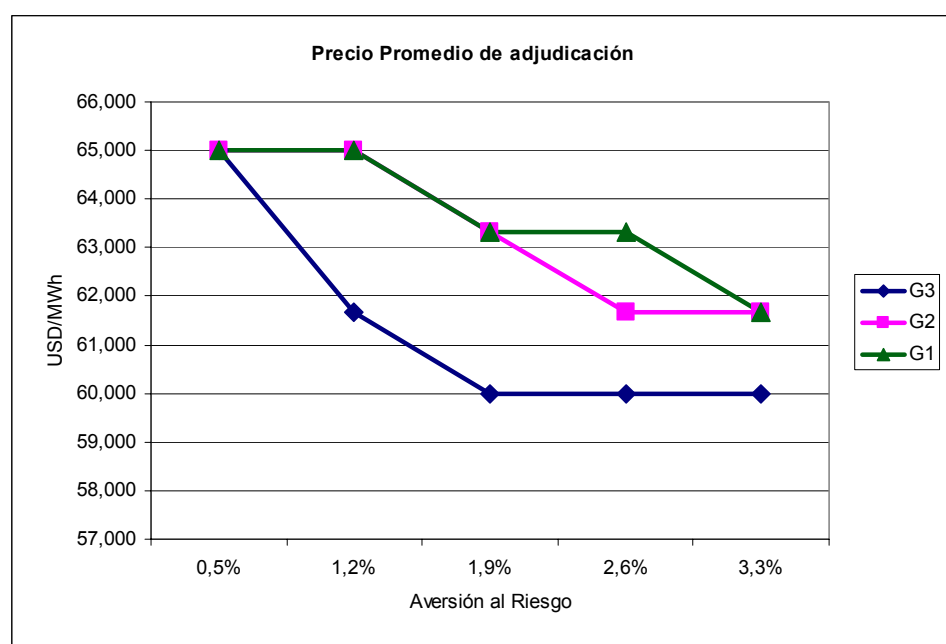


Figura 6-1: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 0,5% y tercero variable en preferencias.

6.1.2 Dos generadores con aversión media-baja al riesgo, y tercer generador variable en preferencias.

La evolución del precio promedio esperado, para distintas preferencias del tercer generador, se aprecia en la **Figura 6-2**.

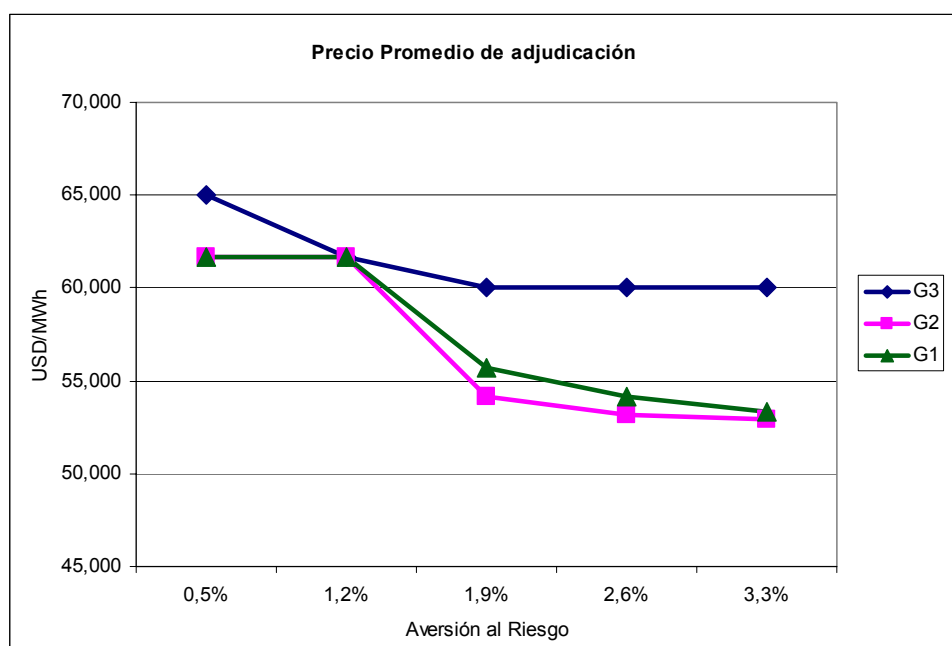


Figura 6-2: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 1,2% y tercero variable en preferencias.

6.1.3 Dos generadores con aversión media-alta al riesgo, y tercer generador variable en preferencias.

La evolución del precio promedio esperado, para distintas preferencias del tercer generador, se aprecia en la **Figura 6-3**.

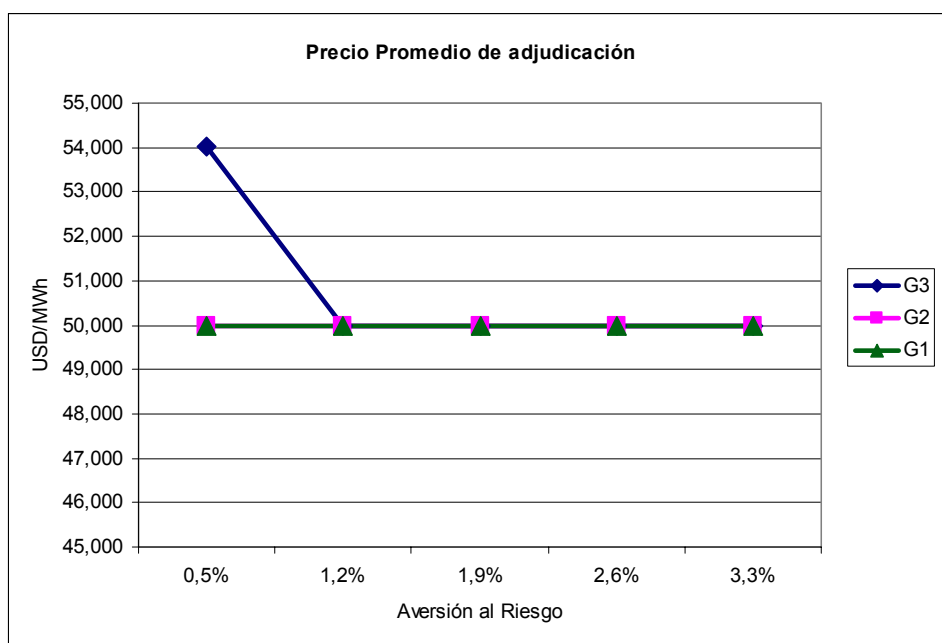


Figura 6-3: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 2,6% y tercero variable en preferencias.

6.1.4 Dos generadores con alta aversión al riesgo, y tercer generador variable en preferencias.

La evolución del precio promedio esperado, para distintas preferencias del tercer generador, se aprecia en la **Figura 6-4**.

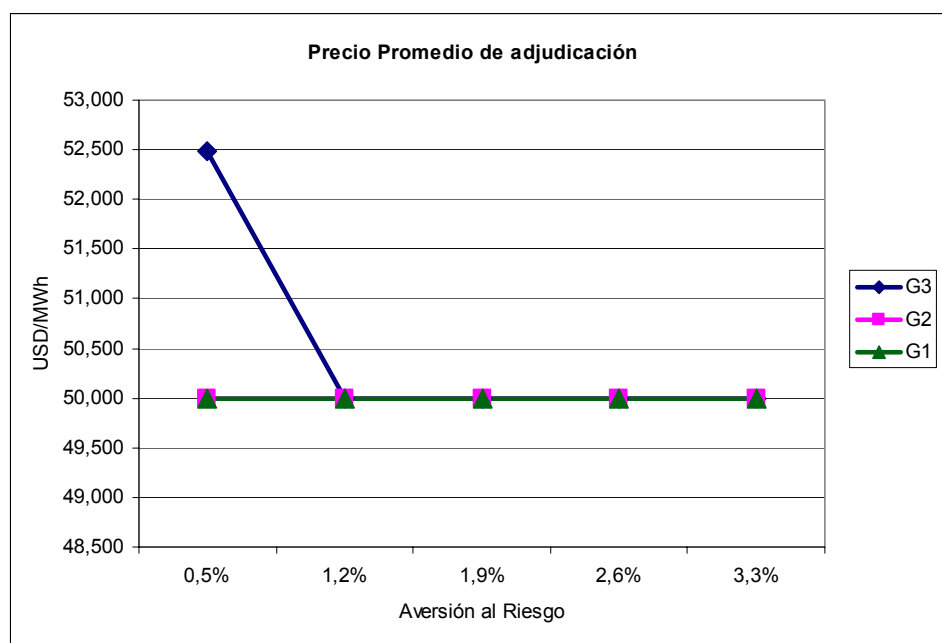


Figura 6-4: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 3,3% y tercero variable en preferencias.

6.2. Simulación para el caso de generadores heterogéneos en tecnología y homogéneos en tamaño, para distintas preferencias de riesgo.

Para ver si la diferencia de tamaño (energía generable) influye en los precios logrados en la licitación, supondremos que los tres generadores disponen de una energía anual esperada de generación de $f = 11.760$ GWh (idéntica a la licitada³⁷).

Se considera lo siguiente:

1. Las rentabilidades de los contratos, según tecnología y precio ofrecido, serán las de la **Tabla 5-4**,
2. Los costos de generación, serán los que se muestran en la **Tabla 5-5**,

3. Las rentabilidades del mercado spot, por generador, serán las de la **Tabla 5-6**,
4. Las energías anuales generables por generador, serán idénticas e iguales a $f = 11.760$ GWh,

Con todo lo anterior tenemos los siguientes comportamientos esperados:

6.2.1 Dos generadores con baja aversión al riesgo, y tercer generador variable en preferencias.

La evolución del precio promedio esperado, para distintas preferencias del tercer generador, se aprecia en la **Figura 6-5**.

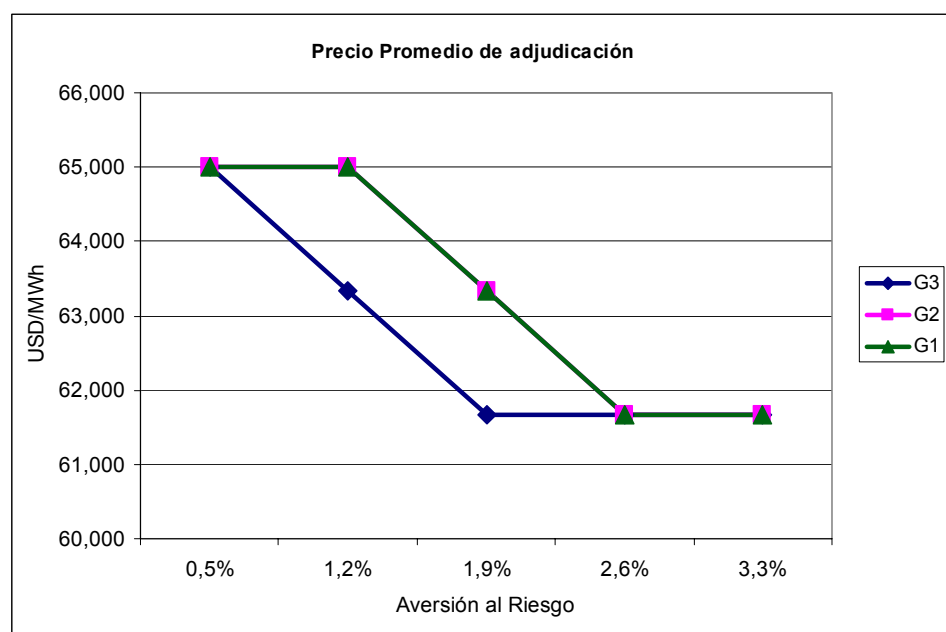


Figura 6-5: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 0,5% y tercero variable en preferencias.

³⁷ Cercano al caso de AES Gener y Colbún.

6.2.2 Dos generadores con aversión media-baja al riesgo, y tercer generador variable en preferencias.

La evolución del precio promedio esperado, para distintas preferencias del tercer generador, se aprecia en la **Figura 6-6**.

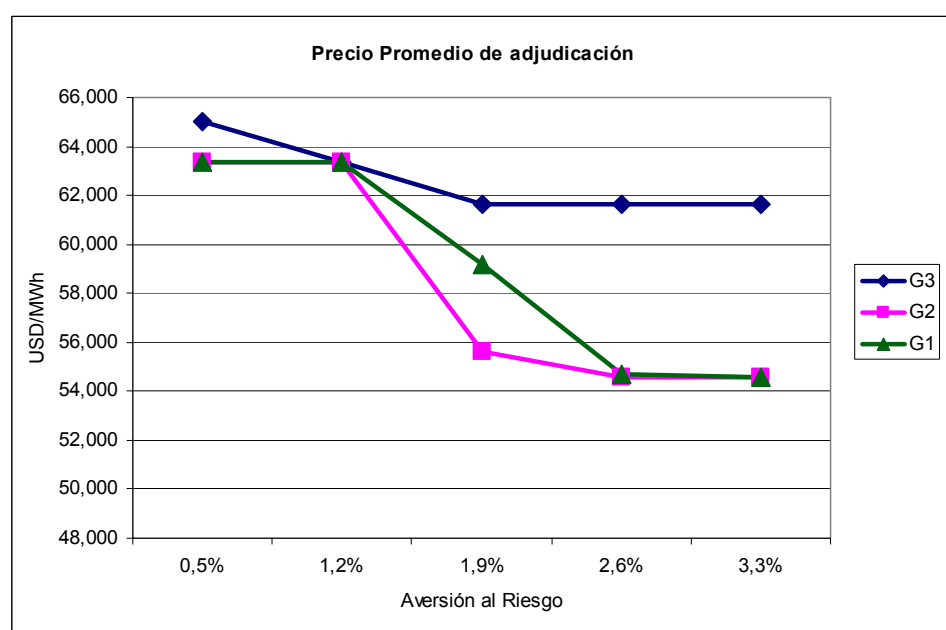


Figura 6-6: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 1,2% y tercero variable en preferencias.

6.2.3 Dos generadores con aversión media-alta al riesgo, y tercer generador variable en preferencias.

La evolución del precio promedio esperado, para distintas preferencias del tercer generador, se aprecia en la **Figura 6-7**.

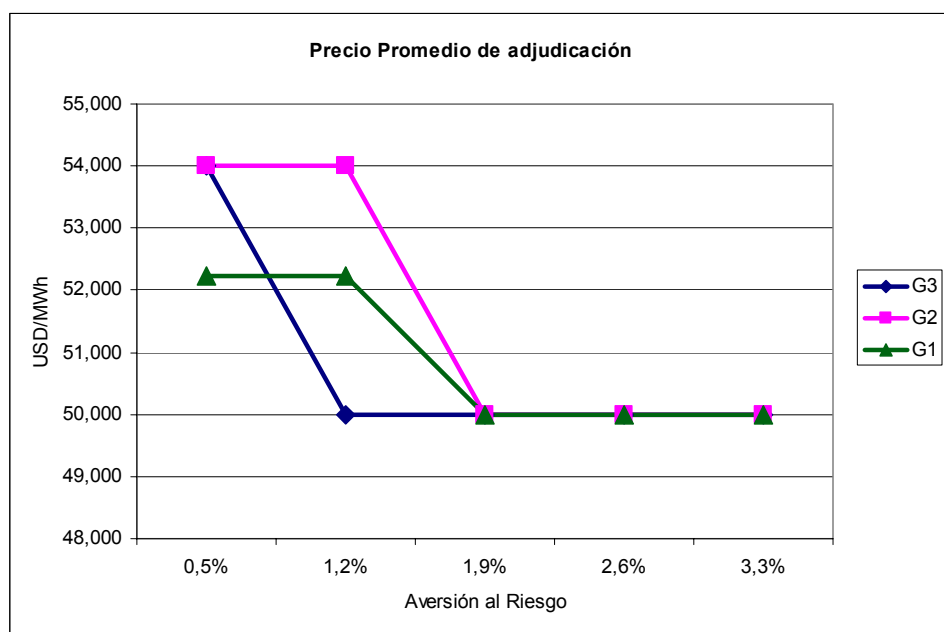


Figura 6-7: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 2,6% y tercero variable en preferencias.

6.2.4 Dos generadores con alta aversión al riesgo, y tercer generador variable en preferencias.

La evolución del precio promedio esperado, para distintas preferencias del tercer generador, se aprecia en la **Figura 6-8**.

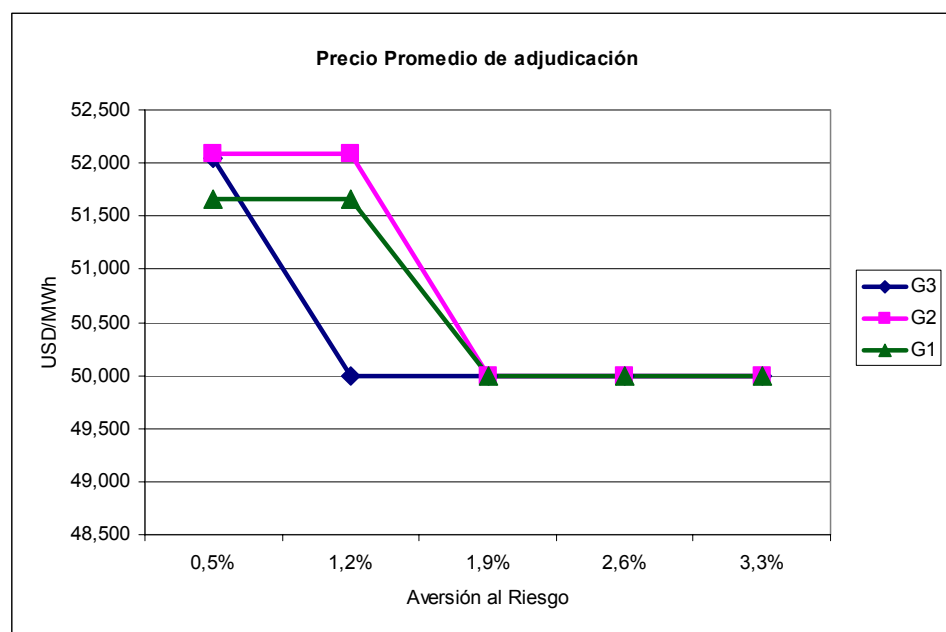


Figura 6-8: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 3,3% y tercero variable en preferencias.

6.3. Simulación para el caso de generadores homogéneos en tecnología y tamaño, para distintas preferencias de riesgo.

Es claro que los costos de generación de las tres grandes generadoras chilenas son diferentes. De la **Tabla 5-5**, vemos que la empresa con mayores costos de generación es AES Gener, seguida por Colbún y Endesa.

Para ver si esta diferencia en costos influye en los precios logrados en las licitaciones, supondremos que los tres generadores disponen de una misma estructura de costos de generación. Supondremos además que disponen de una misma energía de generación anual esperada.

Se considera lo siguiente:

1. Todos tienen la misma tecnología de generación,
2. Todos tienen un nivel de generación esperada idéntica al total subastado,
3. Las rentabilidades del spot y de contratos son las que aparecen en las **Tabla 5-6** y **Tabla 5-4**, respectivamente.
4. Dado que los generadores son simétricos, se presenta en un mismo gráfico los casos: (a) todos son de tecnología cara, (b) todos son de tecnología media, (c) todos son de tecnología barata.

Con todo lo anterior tenemos los siguientes comportamientos esperados:

6.2.5 Dos generadores con baja aversión al riesgo, y tercer generador variable en preferencias.

La evolución del precio promedio esperado, para distintas preferencias del tercer generador, se aprecia en la **Figura 6-9**.

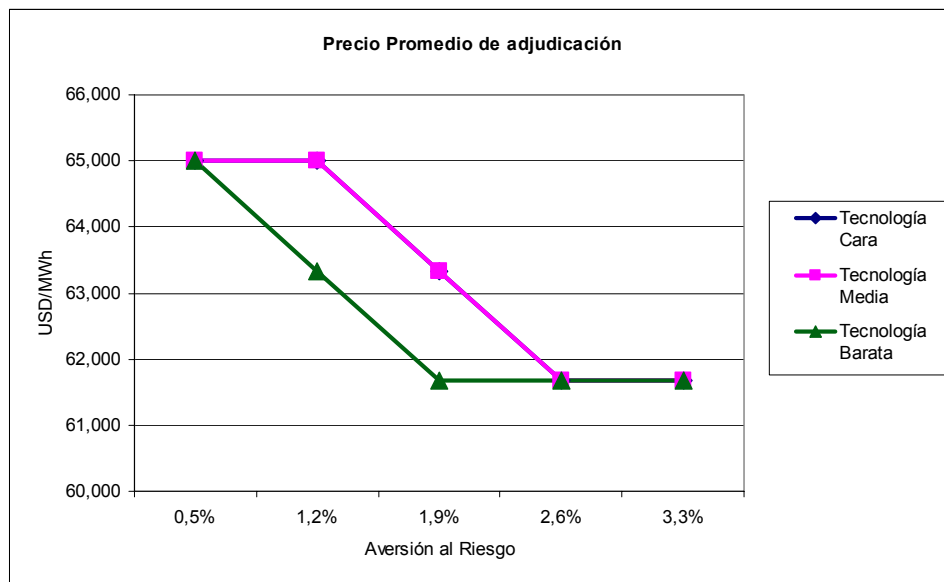


Figura 6-9: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 0,5% y tercero variable en preferencias.

6.2.6 Dos generadores con aversión media-baja al riesgo, y tercer generador variable en preferencias.

La evolución del precio promedio esperado, para distintas preferencias del tercer generador, se aprecia en la **Figura 6-10**.

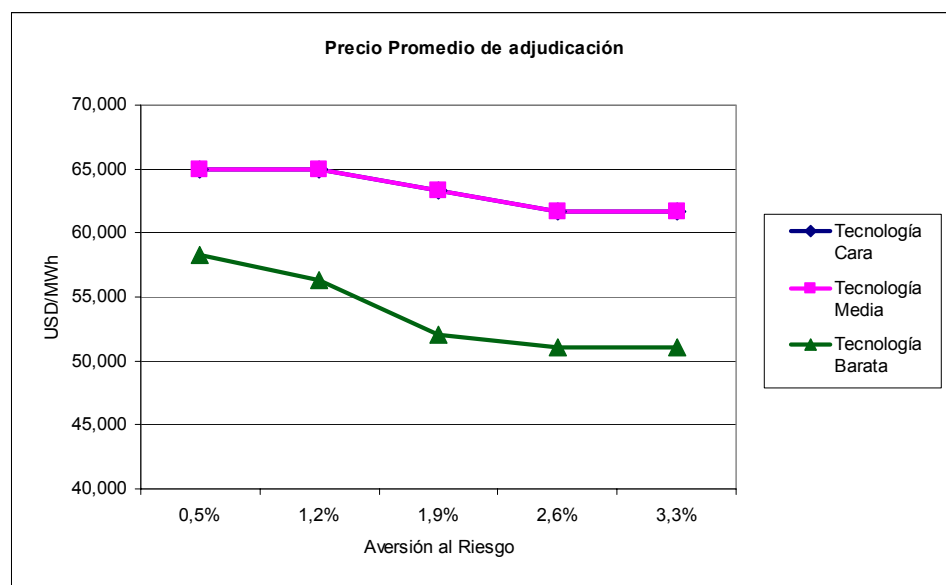


Figura 6-10: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 1,2% y tercero variable en preferencias.

6.2.7 Dos generadores con aversión media-alta al riesgo, y tercer generador variable en preferencias.

La evolución del precio promedio esperado, para distintas preferencias del tercer generador, se aprecia en la **Figura 6-11**.

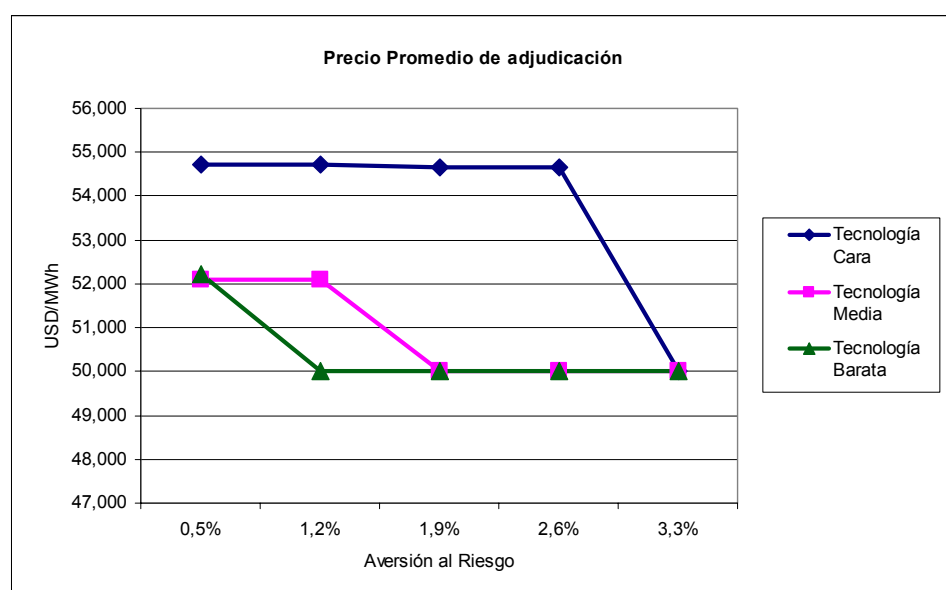


Figura 6-11: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 2,6% y tercero variable en preferencias.

6.2.8 Dos generadores con alta aversión al riesgo, y tercer generador variable en preferencias.

La evolución del precio promedio esperado, para distintas preferencias del tercer generador, se aprecia en la **Figura 6-12**.

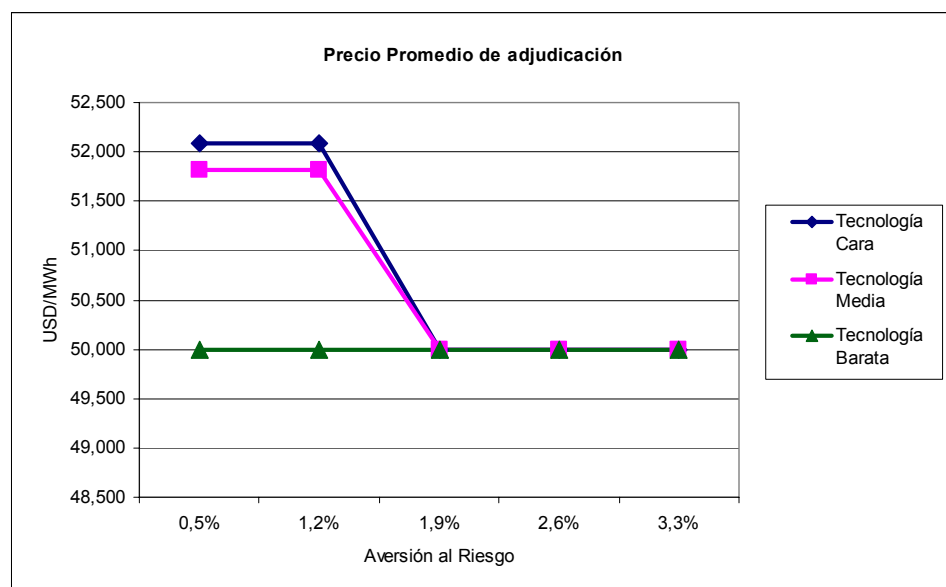


Figura 6-12: Precio promedio esperado para dos generadores con aversión del 3,3% y tercero variable en preferencias

6.4. Simulación de las subastas del 31 de Octubre de 2006

Probaremos ahora el modelo con el caso real de las subastas de Octubre 2006. Para la calibración de esta simulación necesitamos conocer el nivel de aversión al riesgo de cada generadora. Por fortuna, este parámetro es revelado en el nivel de contratación que ostentan los generadores según datos de transferencias de energía del CDEC.

Tabla 6-2: Nivel de generación y contratación de generadoras años 2003 a 2006

| | 2006 | | 2005 | | 2004 | | 2003 | |
|-----------|------------------------|--------------------------|------------------------|--------------------------|------------------------|--------------------------|------------------------|--------------------------|
| | Energía generada [GWh] | Energía contratada [GWh] | Energía generada [GWh] | Energía contratada [GWh] | Energía generada [GWh] | Energía contratada [GWh] | Energía generada [GWh] | Energía contratada [GWh] |
| AES Gener | 9.144 | 11.309 | 8.405 | 11.082 | 9.094 | 10.731 | 8.361 | 10.011 |
| Colbún | 9.651 | 11.560 | 9.346 | 10.280 | 8.785 | 9.119 | 6.925 | 6.194 |
| Endesa | 19.762 | 14.814 | 18.753 | 14.268 | 16.849 | 13.886 | 17.137 | 15.322 |

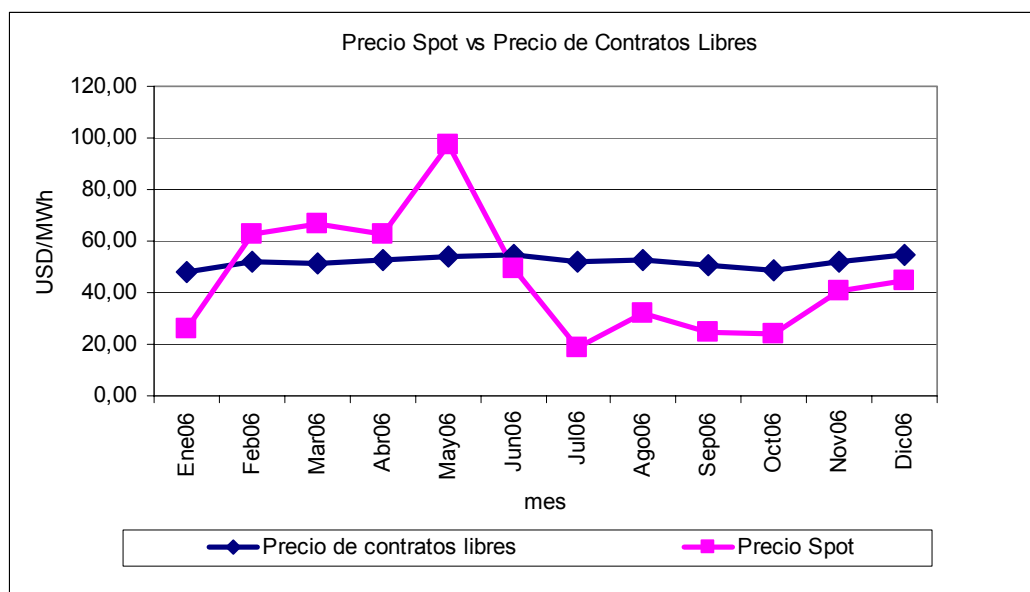
Se puede ver que el nivel de contratación es relativamente constante en los últimos años, luego es posible decir que en promedio los porcentajes de contratación son,

| AES Gener | Colbún | Endesa |
|-----------|--------|--------|
| 1,19 | 1,02 | 0,86 |

Si se supone que los generadores son adversos al riesgo, la única explicación a la sobre contratación de AES Gener y Colbún (asumiendo que son pragmáticos), es que los precios promedios de mercado sean superiores a los costos marginales de barra ya que:

$$\gamma' = \frac{r_{MS} - r_C}{2 \cdot (1 - w) \cdot \sigma^2_{MS}}$$

Luego si el denominador es negativo, el numerador debe serlo también. Como en el caso de AES Gener y Colbún, el denominador es negativo es probable que el numerador sea negativo para ellos (lo que implica que el precio logrado en contratos es mayor que el logrado en el spot). Esto se da efectivamente durante el año 2006 donde el precio promedio de mercado fue 52 USD/MWh mientras el precio promedio spot fue 45,75 USD/MWh.



Fuente: Informe de precios de nudo

Figura 6-13: Precio spot vs. Precio de contratos libres, durante el 2006

Bajo el mismo supuesto, es posible predecir que los precios logrados en contratos por Endesa son menores que el spot, dado que ella ostenta un nivel de contratación menor que la unidad. De no ser así, simplemente Endesa no mantendría un portafolio ajustado a sus preferencias.

Aún cuando a primera vista pueda parecer extraño que los precios de contratos sean mayores que los precios spot, existen explicaciones válidas como:

- (a) existe poca competencia en el mercado eléctrico nacional;
- (b) los privados están dando señales para invertir en nuevas centrales; y
- (c) nos encontramos ante un escenario pasajero pero en el largo plazo se debería tender a contratos firmados a precios menores que la esperanza del spot,

que podrían explicar lo sucedido. De los argumentos anteriores, el autor se inclina por pensar que tanto (b) como (c) pueden ser las explicaciones correctas.

Dado que no existe información lo suficientemente detallada para calcular las aversiones al riesgo de las empresas generadoras, se intentará llegar a un intervalo donde con gran confianza se encuentren las preferencias de riesgo de estas.

De los datos del 2006, asumiendo que todas las generadoras logran los mismos precios de contratos, podemos calcular las aversiones al riesgo como:

Tabla 6-3: Cálculo de la aversión al riesgo de los generadores

| | AES Gener | Colbún | Endesa |
|-------------------------------------|-----------|--------|--------|
| Nivel de contratación promedio | 1,19 | 1,02 | 0,86 |
| Precio Promedio Contratos [USD/MWh] | 51,995 | 51,995 | 51,995 |
| Precio Promedio Spot [USD/MWh] | 45,758 | 45,758 | 45,758 |
| Rentabilidad de los Contratos | 2,04 | 2,89 | 3,81 |
| Rentabilidad Esperada del Spot | 1,67 | 2,42 | 3,23 |
| Riesgo del Spot | 12,971 | 16,603 | 20,530 |
| Aversión al Riesgo | 0,57% | 4,23% | -0,50% |

Para ser estrictos con nuestros supuestos, y suponer que los precios que logra Endesa no son mucho más bajos que los del mercado, asumiremos que Endesa presenta propensión al riesgo. Sin embargo, es probable que de contar con los datos confidenciales acerca de los precios y condiciones a los cuales Endesa firma sus contratos, se llegarían a la conclusión que Endesa es adversa al riesgo porque de lo contrario no tendría sentido su participación en las pasadas licitaciones.

Otro parámetro necesario para la calibración, será el precio promedio esperado para el mercado spot, durante el periodo de suministro de los contratos con EE.DD.

Se pudo acceder a las predicciones de dos entidades expertas en la materia. Una primera predicción fue la mostrada en una presentación del Ministro de Energía

Marcelo Tokman en Octubre del 2007, el cual predice un precio de largo plazo de 52 USD/MWh en la barra Quillota 220 kV.

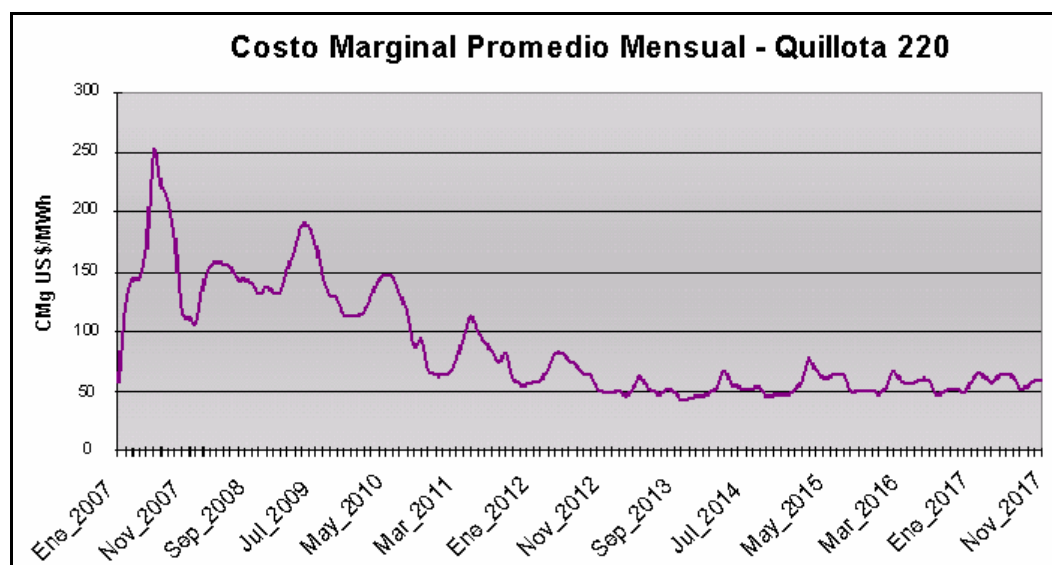


Figura 6-14: Precio Spot en barra Quillota 220 kV, predicción de Marcelo Tokman

Una segunda predicción es la realizada por la empresa consultora en temas energéticos Systept Ingeniería y Diseños. Ellos prevén dos escenarios posibles: uno donde la expansión sea en tecnología hidráulica competitiva (pequeñas centrales); y uno donde la expansión sea en centrales térmicas con cierto oligopolio (centrales a carbón de grandes empresas generadoras). En el primer caso se estima un precio de largo plazo de 47 USD/MWh, mientras que en el segundo se estima un precio de largo plazo de 55 USD/MWh en la barra Alto Jahuel en 220 kV. Usando el factor de penalización para Alto Jahuel de abril 2007 (1,0558), los precios anteriores en Quillota 220 kV son 44,5 y 52,1 USD/MWh respectivamente.

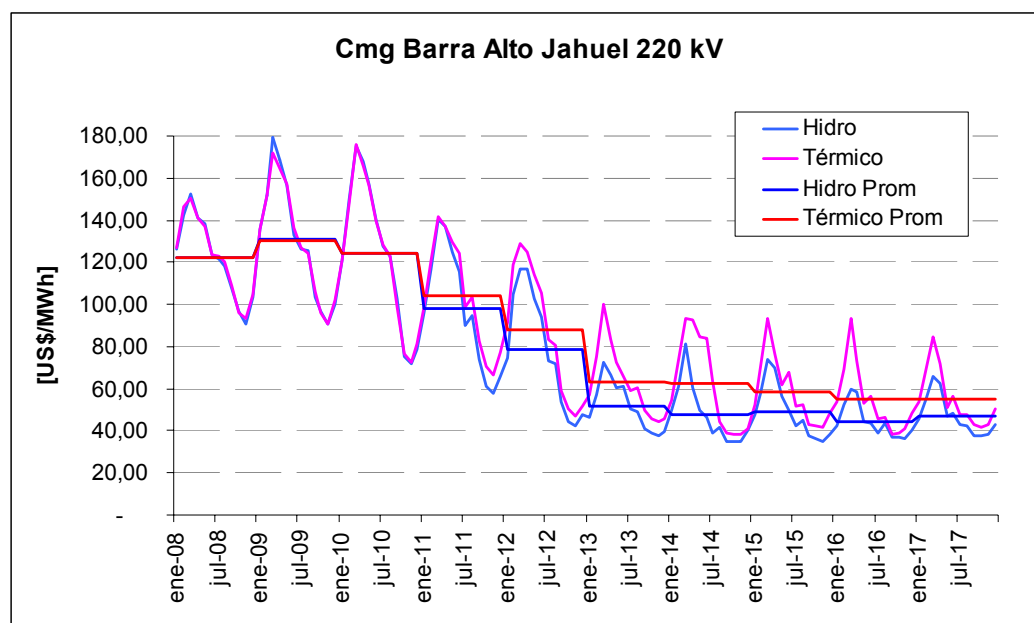


Figura 6-15: Precio Spot en barra Alto Jahuel 220 kV, predicción de Systep

Dada su neutralidad política y cercanía con las proyecciones del ministerio, se optó por utilizar la predicción en expansión térmica de Systep. Luego, los precios a lo largo de los 12 años promedio que duran los contratos (subastados en Octubre de 2006), para un escenario con tecnología de expansión térmica son:

Tabla 6-4: Precios en Quillota 220 kV, predicción Systep Ingeniería y Diseños

| Año | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|---------|-------|------|------|------|------|------|
| USD/MWh | 118,4 | 99,5 | 85,2 | 59,7 | 59,2 | 56,8 |
| Año | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| USD/MWh | 52,1 | 52,1 | 52,1 | 52,1 | 52,1 | 52,1 |

Lo cual en promedio simple significa un precio spot de 65,9 USD/MWh. Es claro que esta predicción no necesariamente es la que manejan los generadores. Sin embargo, es muy probable que sus predicciones no se alejen mucho de estas ya que las empresas nada ganan con sobre o subestimar los precios de largo plazo, ya que los aleja de conformar su portafolio óptimo de energía.

Es importante incorporar un último parámetro al modelo. Como sabemos, las empresas generadoras debieron declarar máximos de energía casable, que para las licitaciones de Octubre de 2006 fueron:

6.400 GWh/año para Endesa
2.800 GWh/año para AES Gener y Guacolda
3.000 GWh/año para Colbún

Esto significa que para lograr sus portafolios óptimos de energía, a las generadoras solo les resta contratar una parte de su energía esperada. Por simplicidad, supondremos que tanto AES Gener como Colbún sólo pueden acceder a 1/3 del bloque subastado, con lo cual logran contratarse en 1.19 y 1.08 respectivamente. Supondremos además, que Endesa sólo puede adjudicarse hasta 2/3 del bloque subastado con lo cual logra contratarse 0,86 de su energía anual generada.

Con los datos anteriores, los últimos parámetros para alimentar el modelo son:

Tabla 6-5: Rentabilidades de cada generador según precio ofertado³⁸

| | AES Gener | Colbún | Endesa |
|---------------------------|-----------|--------|--------|
| Rentabilidad Precio Alto | 2,53 | 3,52 | 4,59 |
| Rentabilidad Precio Medio | 2,23 | 3,13 | 4,11 |
| Rentabilidad Precio Bajo | 1,92 | 2,74 | 3,63 |

Tabla 6-6: Rentabilidades esperadas en el spot

| | AES Gener | Colbún | Endesa |
|----------------------------------|-----------|--------|--------|
| Rentabilidad Spot (65,9 USD/MWh) | 2,85 | 3,93 | 5,09 |

Finalmente la simulación predice que en promedio los generadores ofertarán:

³⁸ Usando los mismo tramos que en las simulaciones anteriores.

Tabla 6-7: Resultado de la simulación de las subastas de Octubre 2006

| | AES Gener | Colbún | Endesa |
|--------------|-----------|--------|--------|
| Precio | 57,86 | 53,70 | N/A |
| % Adjudicado | 0,33 | 0,33 | 0,00 |

Mientras que el resultado real fue:

| | AES Gener | Colbún | Endesa |
|-------------------|-----------|--------|--------|
| Precio Ofertado | 57,55 | 53,52 | 51,54 |
| Cobertura Deseada | 0,31 | 0,31 | 0,32 |

Los resultados se ajustan bastante a la teoría competitiva exceptuando el caso de Endesa, sobre la cual se predice debió haber ofertado precios muchos más elevados (o simplemente no haber participado). Es posible que esto se esclarezca junto con la incertidumbre que existe acerca de si Endesa es o no propensa al riesgo.

7. CONCLUSIONES EXTRAÍDAS DEL MODELO Y SIMULACIÓN

7.1. Influencia de la aversión al riesgo en los precios de adjudicación

No requiere mayor análisis verificar que el aumento en la aversión al riesgo de cualquiera de los generadores modelados, ya sea entre generadores heterogéneos en tamaño y tecnología, homogéneos en tamaño y heterogéneos en tecnología, u homogéneos en tamaño y tecnología, produce un aumento en la competencia y una consecuente disminución en el precio de adjudicación.

Esto último demuestra la hipótesis formulada anteriormente, en cuanto a que no es enteramente correcto valorar los contratos con empresas distribuidoras como el costo de oportunidad de vender esa misma energía en el mercado spot, si no que debe tomarse en consideración las preferencias de riesgo de los generadores.

Sin embargo, también es justo reconocer que la aversión al riesgo de los generadores, levantada a través de los datos reales sobre su comportamiento en el mercado chileno, es baja en magnitud (ver **Tabla 6-3**). Luego, queda parcialmente justificado pensar, sólo como una primera aproximación, que los generadores valoran cada contrato como el costo de oportunidad de vender dicha energía en el mercado spot. De hecho,

$$\begin{aligned}
 U[\tilde{r}_p] &= r_c \cdot w + r_{MS} \cdot (1 - w) - \gamma \cdot \sigma_{MS}^2 \cdot (1 - w)^2 \\
 \frac{\partial U[\tilde{r}_p]}{\partial w} &= r_c - r_{MS} + 2 \cdot \gamma \cdot \sigma_{MS}^2 \cdot (1 - w), \quad \text{luego si } \gamma \cdot \sigma_{MS}^2 \rightarrow 0 \\
 \frac{\partial U[\tilde{r}_p]}{\partial w} &= r_c - r_{MS}
 \end{aligned}$$

lo que implica que el beneficio de contratarse en una unidad más es efectivamente la rentabilidad por MWh que se obtiene del contrato “pagando” por ello el costo de oportunidad de vender dicha energía en el mercado spot.

7.2. Influencia del tamaño en los precios finales de adjudicación

Un análisis interesante extraíble del modelo, es verificar los efectos en el mercado de tener dos empresas de similar tamaño (AES Gener y Colbún) versus una que supera con creces el poder de generación de la otras dos. ¿Cual sería el resultado esperable si Endesa tuviera el mismo tamaño que AES Gener y Colbún? La intuición nos dice que lo más probable es que aumente la competencia, ya que Endesa pierde hegemonía al disponer de menos energía para ofertar, y entrar en competencia directa con Gener y Colbún. Sin embargo la simulación muestra otro resultado.

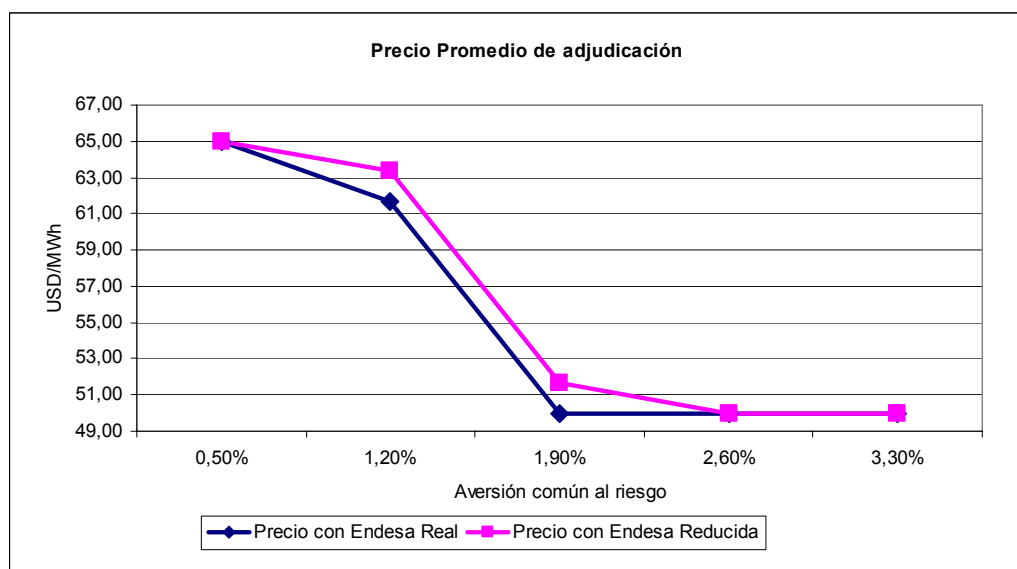


Figura 7-1: Precio de adjudicación con tamaño real y reducido de Endesa

| Aversión común al riesgo | 0,50% | 1,20% | 1,90% | 2,60% | 3,30% |
|---------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Precio con Endesa Real | 65,00 | 61,67 | 50,00 | 50,00 | 50,00 |
| Precio con Endesa Reducida | 65,00 | 63,33 | 51,67 | 50,00 | 50,00 |
| Diferencia | 0,00 | 1,67 | 1,67 | 0,00 | 0,00 |

La razón radica en los niveles de contratación que alcanza Endesa. Para cada uno de los tramos de adjudicación posibles, Endesa logra los siguientes niveles de contratación:

| | 1/3 BBE | 2/3 BBE | BBE |
|-----------------|---------|---------|------|
| Endesa Real | 0,16 | 0,31 | 0,47 |
| Endesa Reducida | 0,33 | 0,66 | 1,00 |

Si recordamos, la función de utilidad que toma en consideración la aversión al riesgo (**Figura 7-2**), vemos que el valor del contrato marginal es decreciente (**Figura 7-3**) luego “Endesa Real”, que sólo aspira a pequeños niveles de contratación, valora mucho más los contratos que una “Endesa Reducida”, lo cual explica los menores precios alcanzados en dicho caso (*ceteris paribus*).

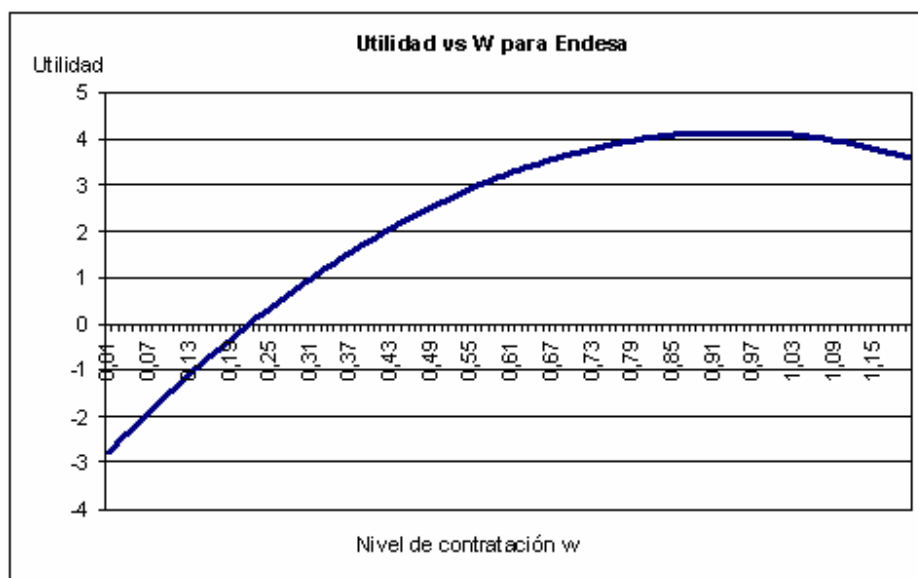


Figura 7-2: Utilidad de Endesa según contratación alcanzada para $\gamma = 1,9\%$, precio del contrato 55 USD/MWh, y rentabilidad del spot de 5,09

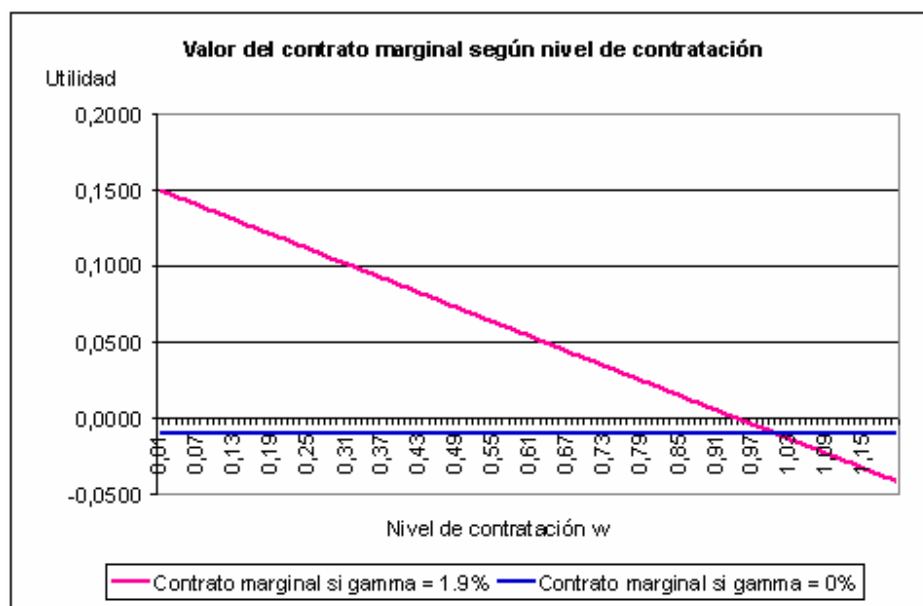


Figura 7-3: Valor del contrato marginal (1% más contratado) para Endesa si $\gamma = 1,9$ % y si $\gamma=0\%$

En la **Figura 7-3** en tanto, se aprovecha de comparar el valor del contrato marginal cuando existe neutralidad al riesgo en contraste con cuando hay aversión. Esto es una evidencia más que los equilibrios de contratación en el mercado eléctrico se deben a preferencias de conformación de portafolios que **sí toman en consideración las preferencias de riesgo**.

7.3. Influencia de los costos en los precios finales de adjudicación

¿Cuál sería el resultado esperable de subastar contratos según tecnología? De los resultados de la simulación vemos que, como era de esperarse, los contratos subastados a tecnologías más baratas se transan a precios más bajos, y los contratos subastados a tecnologías más caras se transan a precios más altos (ver **Figura 6-9** a **Figura 6-12**).

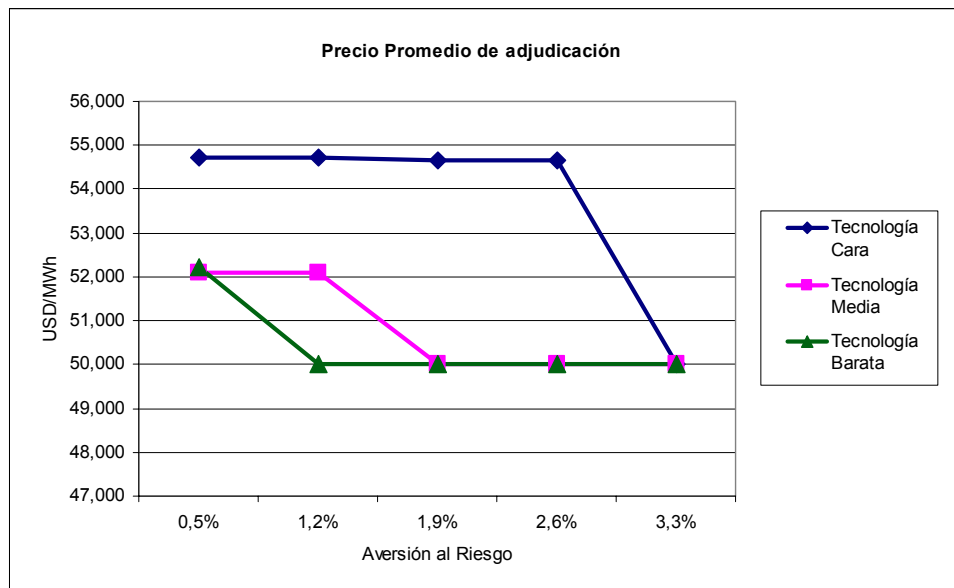


Figura 7-4: Precios promedio esperado ante dos generadores con $\gamma = 2,6\%$ y tercero variable en preferencias.

Al igual que en el punto anterior la explicación se encuentra en la forma como los generadores valoran los contratos con empresas distribuidoras.

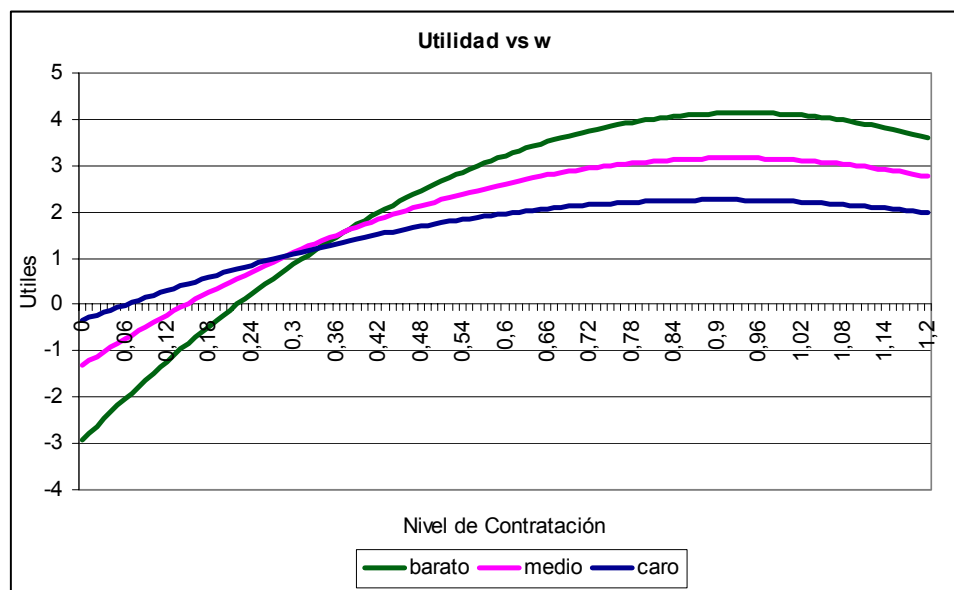


Figura 7-5: Utilidad de un generador según tecnología y nivel de contratación

Es claro a partir de la **Figura 7-5**, que el valor del contrato marginal (entendido como la pendiente de las curvas de la mencionada figura), es proporcionalmente mayor en los generadores de tecnología barata, lo cual explica su mayor competencia en los contratos con empresas distribuidoras, aún cuando el precio promedio del mercado spot es transversal a todas las tecnologías.

Es importante notar sin embargo, que los dueños de centrales de tecnologías barata, media y cara, son los mismos generadores que compiten en todas las subastas, luego es evidente que una separación por tecnología de generación no lograría al fin ningún efecto neto sobre el precio del MWh final.

7.4. Efecto de las incertidumbres en el despacho y los costos de generación

Como se demostró analíticamente en la derivación de la **Ecuación 4**, la incertidumbre en el despacho y la incertidumbre en los costos de generación no influyen el comportamiento de los generadores en las subastas principalmente porque estos riesgos son sistemáticos a ella.

Que un riesgo sea sistemático significa que no es diversificable y por lo tanto no puede ser cubierto en el mercado de contratos. Esta conclusión es valiosa en el sentido de orientar los esfuerzos analíticos hacia los parámetros que sí influyen fuertemente el comportamiento de los generadores.

8. DISCUSIÓN

Se ha intentado demostrar, a lo largo de esta tesis, que la forma tradicional de valorar contratos con empresas distribuidoras, pasa por alto consideraciones de aversión al riesgo las cuales influyen dramáticamente en el comportamiento de mercado de los generadores. Se ha intentado en todo momento utilizar datos reales de la operación del mercado nacional, tal de poder demostrar empíricamente la influencia que esta componente ejerce sobre los resultados finales de una subasta.

8.1. El acierto de realizar subasta combinatoriales

Como se mencionó líneas arriba, las subastas combinatoriales son especialmente efectivas en su resultado, tanto para el subastador como para los postores, cuando los concurrentes ven complementariedad o substitubilidad entre los objetos licitados.

Bajo un prisma de aversión al riesgo y conformación de portafolios de venta de energía, se demostró que los generadores ven substitubilidad entre diferentes contratos (ver **Figura 4-14**). Esto implica que será más beneficioso para el cliente final que los grandes bloques de energía regulada sean adjudicados a diferente generadores (que en suma valoran más contratos en pequeñas subdivisiones que lo que valoran el bloque completo), antes que licitar grandes bloques a un único postor.

Por otra parte es intuitivo que a medida que los bloques subastados sean más pequeños, más generadoras (pequeñas generadoras) podrán participar de estas licitaciones con la consecuente competencia que producen más actores en un mercado. Sin embargo, esto hace que la adjudicación se torne aún más engorrosa³⁹, lo cual puede explicar por qué los sub-bloques ofertados en Chile se dividen sólo hasta los 100 GWh/año aproximadamente⁴⁰.

³⁹ Recordemos que el problema de resolver la adjudicación óptima de una subasta combinatorial es un problema *np-complete*, lo cual lo hace extremadamente difícil de resolver.

⁴⁰ También han existido subdivisiones por 50 GWh/año, pero la norma a sido 100 GWh/año.

Un cálculo rápido nos muestra que aún es muy difícil que los pequeños generadores compitan en estas subastas. Generar 100 GWh al año implica mantener una potencia promedio de 12 MW. Asumiendo un factor de planta de 0,5 (recordemos que muchos pequeños generadores sólo generan en punta) por lo menos se deberá poseer una central de 24 MW si es que se quiere abastecer por completo el contrato. Una central de este tamaño puede significar una inversión de varios millones de dólares.

8.2. Baja participación en las subastas 2-2006

Mucho se ha comentado la baja participación en las subastas 2-2006, donde las licitaciones de CGE y Chilquinta, resultaron totalmente desiertas, mientras que las licitaciones de Chilectra resultaron parcialmente desiertas. La justificación más inmediata que se podría obtener seguramente provendría de argumentar que el precio techo de la licitación es muy bajo, o que existe poca competencia y los generadores están presionando el precio de los contratos al alza.

Una segunda lectura desde el prisma de los portafolios de inversión de energía quizás puede explicar mejor la situación. Estas subastas tenían por objeto adjudicar contratos para suministros de entre 10 y 15 años de duración a contar de los años 2010 y 2011. Claramente estas subastas de contratos caen en el mismo periodo de conformación de portafolio que las licitaciones del 31 de octubre de 2006, luego es muy probable que los generadores ya hayan conformado buena parte de su portafolio y que el valor de un contrato marginal sea mucho menor que en las licitaciones anteriores, lo que hace que ellos estén dispuestos a aceptar nuevos contratos sólo si los precios son muy atractivos.

Además, tanto Colbún como Endesa comunicaron máximos casables menores que los de octubre 2006, (2550 GWh/año para Colbún y 3200 GWh/año para Endesa contra 3000 GWh/año y 6400 GWh/año respectivamente para octubre 2006) sumado a que AES Gener ni siquiera se presentó a la licitación. Además, tanto Colbún y Endesa

ofertaron precios mucho mayores que en las licitaciones pasadas, lo cual es absolutamente razonable bajo el prisma de la utilidad marginal de un nuevo contrato.

8.3. ¿Existe colusión en el mercado eléctrico chileno?

Se piensa comúnmente que el mercado eléctrico chileno es colusivo, y que los clientes pagan tarifas excesivas por la electricidad. Aún cuando una cosa no implica la otra (se pueden pagar altas tarifas sin que exista colusión) las simulaciones demostrarían que, exceptuando el caso de Endesa, los resultados de las licitaciones de Octubre de 2006 son esperables si es que se modela a los generadores bajo un juego estratégico competitivo (ver **Tabla 6-7**).

Sin embargo, que los resultados se ajusten a una modelación competitiva de tres agentes, no significa que los resultados sean socialmente óptimos. Abierto queda entonces el problema de la concentración en el mercado eléctrico (lo cual no significa que las empresas existentes se coludan).

Junto con la necesidad de adjudicar suministros para clientes regulados, uno de los objetivos de las pasadas licitaciones fue aumentar la competencia en el sector. Para ello, parte de los requisitos de las pasadas subastas era hacer un llamado internacional de licitación, para que nuevos actores se interesaran en el mercado eléctrico chileno. La idea de fondo, es que los nuevos actores tuvieran la cobertura necesaria por medio de contratos con empresas distribuidoras, para sus futuras instalaciones de generación.

Sin embargo, como se ha apreciado en las últimas licitaciones, no han participado nuevos actores lo cual puede deberse a la cercanía con la cual se está fijando el inicio de suministro de los contratos (enero 2010). Es probable entonces que de subastarse contratos con inicio de suministros más alejados en el tiempo, se de pié a que aparezcan nuevos actores en el negocios de la generación, con el consecuente aumento de la competencia y las respectivas bajas en tarifas para los clientes finales.

8.4. Desarrollos futuros

Aún cuando la modelación realizada permite obtener interesantes conclusiones competitivas, siempre existirán formas de mejorar su precisión, así como el espectro de preguntas que puede ayudar a contestar.

- Por temas de velocidad de simulación, así como de utilización de memoria RAM, en la presente tesis se decidió utilizar un solo bloque subastado, y hacerlo divisible en sólo tres sub-bloques. Además se permitió entregar sólo tres precios diferentes de apuesta por sub-bloque, lo cual restringe la resolución que es capaz de manejar el modelo. Esto genera un efecto magnificador en los resultados, haciendo que las variaciones de precio producidas por el aumento de la aversión al riesgo de los generadores sean mayores a lo real. Aun cuando el modelo no pretende ser predictivo, sí es necesario tener en mente que los efectos de la aversión al riesgo mostrados son con gran probabilidad mayores a los que se producirían en la realidad.

Un desarrollo futuro por tanto es mejorar la resolución del modelo aumentando las divisiones posibles del bloque subastado, así como la resolución de precios utilizado, ya sea vía códigos más enfocados a la velocidad de simulación, como mediante el uso de computadores más poderosos.

- Se puede cuestionar que el modelo propuesto no logra captar el poder de mercado que pueden ejercer las grandes generadoras en el país. Existen diversas expresiones de poder de mercado (atingentes a este estudio) que pueden ser identificadas. Algunas son incorporados en el modelo, otras deberán ser incorporadas en el futuro.

En el corto plazo el poder de mercado por medio del recorte de la producción no puede ser utilizado, dado que el CDEC realiza el despacho económico. No se puede ejercer tampoco poder por medio de la fijación arbitraria de precios ya que

tanto el precio spot como el precio para clientes regulados es fijado centralizadamente. Solo en las subastas de contratos se puede ejercer poder de mercado ya que la competencia es sólo entre tres firmas generadoras (simplificadamente), lo cual sí logra rescatar y modelar el modelo propuesto.

En el largo plazo, sin embargo, es posible para los grandes generadores reducir sus inversiones con lo cual pueden ejercer poder de mercado manejando la producción. Este poder de mercado no es incorporado en el modelo ya que se asume un nivel de generación dado y se desconocen las estrategias de inversión de los generadores.

Un desarrollo futuro consistiría en incorporar este último poder como un grado de libertad adicional que disponen las firmas generadoras.

- Otro cuestionamiento que puede hacerse al modelo es si este recoge correctamente quiénes son los que buscan el mercado. Se puede plantear que este modelo tiende a asumir que los generadores son los que se disputan la energía a contratar por las distribuidoras, y no las distribuidoras la que se disputan la energía disponible por los generadores.

Independiente de quienes son los que compiten, que los más probable es que sean ambos, este modelo sigue siendo válido ya que independiente de la posición que le toque a cada cual en el mercado, los generadores seguirán conformando portafolios con su energía ya que siguen existiendo mercados claramente diferenciados en sus niveles de riesgo (Spot y Contratos).

Queda abierto, sin embargo, el desafío de modelar a las distribuidoras desde el enfoque en que ellas compiten por los contratos con generadores, competencia que se puede librar sólo a través de la seriedad de su administración. Esto sucede ya que el mecanismo de adjudicación conjunta obliga a las distribuidoras a ofertar en un mercado que no les permite diferenciarse mayormente.

- Es importante mencionar que este modelo aplica para firmas generadoras con portafolios de generación diversificados. No es aplicable para generadoras que no dispongan de esto, como podría ser el caso de un entrante sólo con generación hidroeléctrica.

Luego, un desarrollo futuro sería evaluar el caso de los generadores que no tienen portafolios diversificados de generación. Esto implica abordar la correlación que existe entre su generación y el precio spot, lo cual modifica la forma en que valoran los contratos.

- El modelo propuesto, sólo es capaz de manejar la interacción de tres generadores compitiendo en una subasta. Un desarrollo futuro importante es poder evaluar el ahorro esperado de incorporar nuevos competidores, lo que nos permitirá saber cuán importante es aumentar el nivel de competencia en el sector generación.
- Otra limitante del modelo es que sólo considera la aversión al riesgo de los generadores, asumiendo neutralidad al riesgo de las distribuidoras. Incorporar las preferencias de riesgo de las distribuidoras en la simulación puede ser un avance a la modelación hecha en esta tesis.
- Otra línea de investigación, por su parte, es evaluar la factibilidad de implementar en Chile esquemas de subastas “one day ahead”, como alternativa al cálculo centralizado de los costos marginales de barra. Esto permitiría incorporar componentes extracontables al precio de la energía spot.
- En esta misma línea, se hace también importante estudiar la factibilidad de formalizar mercados de forward, futuros y opciones de energía. Esto permitiría gestionar mucho más eficientemente los portafolios de inversión de energía de los generadores, además de incorporar una nueva dimensión de competencia en el mercado eléctrico. En el ámbito académico en tanto, abriría todo un abanico de nuevas investigaciones, combinando técnicas del área

financiera junto a conceptos y técnicas de ingeniería eléctrica, abriendo aún más las posibilidades de desarrollo académico en Chile.

Para finalizar, el autor espera con lo anterior haber contribuido a mejorar el paradigma con el cual se mira el mercado eléctrico chileno, desde un enfoque a veces excesivamente centrado en las tecnologías de generación y la operación, a uno donde los generadores sean modelados como gestores de portafolios de energía, y como agentes que nos revelan sus propias preferencias, por medio de su comportamiento registrado en el mercado.

Se espera también haber aportado a la constante tarea de medir los incentivos y señales que irrenunciablemente se producen en el mercado ante cualquier reglamentación que afecte la forma en que los agentes gestionan su negocio. Una política de reglamentación que se base en incentivos adecuados, conducirá al mercado eléctrico en el camino correcto, para el bien de las generadoras y de todos los chilenos.

BIBLIOGRAFIA

- Anderson, R., Danthine, J.P. (1983). Hedger Diversity in Futures Markets. *The Economic Journal*, 93 (370), 370-389.
- Binmore, K., Von Der Fehr, N.H., Harbord, D. & Jewitt, I. (2004). Comments on the Proposed Electricity Contract Auctions in Brazil.
- Bower, J. & Bunn, D. (2001). Experimental Analysis of the Efficiency of Uniform-Price versus Discriminatory auctions in the England and Wales Electricity Market. *Journal of Economic Dynamics and Control*, 25, 561-592.
- Brealey, R., Myers, S. & Allen, F. (2006). *Principios de Finanzas Corporativas*. (8a.ed.), España: McGraw-Hill.
- Bykowsky, M., Cull, R., Ledyard, J. (2000). Mutually Destructive Bidding: The FCC Auction Design Problem. *Journal of Regulatory Economics*, 17 (3), 205-228.
- CCEE (2005). *Detalhamento da Sistemática para o Leilão de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração*. Edital de Leilao 002/2005-ANEEL
- Chavas, J., & Rulon, P. (1982). Hedging and Production Decisions under a Linear Mean-Variance Preference Function. *Western Journal of Agricultural Economics*, (7), 99-110.
- CNE (2005) Resolución Exenta N°704. *Texto definitivo de plazos, requisitos y condiciones para las licitaciones de suministro de energía*.
- CNE (2006) Resolución Exenta N°535. *Bases Licitación Chilectra, LI-2006*.
- CNE (2006) Resolución Exenta N°536. *Bases Licitación CGED, LI-2006*.
- CNE (2006) Resolución Exenta N°537. *Bases Licitación Chilquinta, LI-2006*.
- CNE (2006) Resolución Exenta N°538. *Bases Licitación SAESA, LI-2006*.
- CNE (2006) Resolución Exenta N°539. *Bases Licitación EMEL, LI-2006*.
- CNE (2006). *Fijación de Precio Nudo Octubre de 2006*. Sistema Interconectado Central.
- CNE (2007). *Fijación de Precio Nudo Abril de 2007*. Sistema Interconectado Central.
- Cramton, P., (1998). The Efficiency of the FCC Spectrum Auctions. *Journal of Law and Economics*, 41 (2), 727-736.

Cramton, P., Shoham, Y. & Steinberg, R. (2006). *Combinatorial Auctions*. (1a.ed.), Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.

DFL N°1 (1982). *Ley General de Servicios Eléctricos*. Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción de Chile.

Dutra, J. & Menezes, F. (2005). Electricity Auctions in Brasil.

Epstein, R., Henríquez, L., Catalán, J., Weintrub, G., Martínez, C. (2002). A Combinational Auction Improves School Meals in Chile. *Interfaces*, 32 (6), 1-14.

Galetovic, A. (2003), Integración vertical en el sector eléctrico, una guía para el usuario, *Estudios Públicos*, 91 (invierno 2003), 201-232.

Holland, A. (2005), *Risk Management for Combinatorial Auctions*. Disertación doctoral no publicada, National University of Ireland, Cork, Ireland.

Hull, J. (2006). *Options, Futures and Other Derivatives*. (6a.ed.), Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall.

Kahn, A., Cramton, P., Porter, R., & Tabors, R. (2001). Pricing in the California Power Exchange Electricity Market: Should California Switch from Uniform Pricing to Pay-as-Bid Pricing? *Blue Ribbon Panel Report*, California Power Exchange, California USA.

Kelly, F., Steinberg, R. (2000). A Combinatorial Auction with Multiple Winners for Universal Service. *Management Science*, 46 (4), 586-596.

Kemplerer, P. (1999). Auction Theory: A Guide to the Literature. *Journal of Economic Surveys*, 13 (3), 227-286.

Krishna, V. (2002). *Auction Theory*. (1a.ed.), San Diego, California: Academic Press.

Larsen, E.R., Dyner, I., Bedoya V., L., Franco, C.J. (2004). Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead. *Energy Policy*, 65 (15), 1767-1780.

LEY N° 19.940 (2004). *Regula Sistemas De Transporte De Energía Eléctrica, Establece un Nuevo Régimen de Tarifas para Sistemas Eléctricos Medianos e Introduce las Adecuaciones que Indica a La Ley General De Servicios Eléctricos*, Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción de Chile.

LEY N° 20.018 (2005). *Modificaciones a la ley DFL N°1*, Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción de Chile.

MAE (2004). *Detalhamento da Sistemática de Leilão n° 001/2004*.

- Matthews, S., (1987). Comparing Auctions for Risk Averse Buyers: A Buyer's Point of View. *Econometrica*, 55 (3), 633-646.
- Milgrom, P. & Weber, R., (1982). A Theory of Auction and Competitive Bidding. *Econometrica*. 50, 1089-1122.
- Narumanchi, M. & Vidal, J. (2005). Algorithms for Distributed Winner Determination In Combinatorial Auctions. *Agent-Mediated Electronic Commerce VII*, University of South Carolina.
- Pereira, M., Granville, S., Dix, R. & Barroso, L. (2004). *Nash Equilibrium in Strategic Bidding: A Binary Expansion Approach*. Technical Report prepared by PSR.
- Pereira, M., Granville, S., Dix, R. & Barroso, L. (2004). *Strategic Bidding under Uncertainty: A Mixed Integer Linear Programming Approach*. Technical Report prepared by PSR.
- Perez, J., Jimeno, J. & Cerdá, E. (2004). *Teoría de Juegos*. (1a.ed.), Madrid: Pearson Educación.
- Rice, J. (1995). *Mathematical Statistics and Data Analysis*. (2a.ed.), Belmont, California: Duxbury Press.
- Rudnick, H. (1998), The Electric market restructuring in South America: successes and failures on market design, En H. Rudnick (Ed), *Plenary Session Harvard Electricity Policy Group*, San Diego, California USA.
- Sandholm, T. (2002). Algorithm for Optimal Winner Determination in Combinatorial Auctions. *Artificial Intelligence*, 135, 1-54.
- Singer, M. (2006). *Teoría de Juegos y sus Aplicaciones Estratégicas*. Santiago, Chile: Escuela de Administración PUC.
- Wilson, R. B. (1969). Competitive Bidding with Disparate Information. *Management Science*, 15 (7), 446-448.
- Wodon, Q. & Yitzhak, S. (2002). *Inequality and Social Welfare* (Cap2), World Bank, Recuperado en Agosto 2007, de http://poverty2.forumone.com/files/11044_chap2.pdf.
- Wolfram, C.D. (1999). *Electricity Markets: Should the Rest of the World Adopt the UK Reforms?*. Working paper of the Program on Workable Energy Regulation (POWER), Berkeley, California: University of California at Berkeley.
- Xiong, G., Okuma, S., & Fujita, H. (2004). Multi-agent Based Experiments on Uniform Price and Pay-as-Bid Electricity Auction Markets. *2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies*, Hong Kong.

ANEXOS

ANEXO A: APUESTAS EN LAS SUBASTAS DE OCTUBRE 2006

A continuación se anexan las apuestas realizadas por generador en las licitaciones de Octubre 2006.

Tabla A-1: Apuestas por Licitación para las Subasta de Octubre 2006

| Distribuidora - Bloque | Generadora | GWh/año | US\$/MWh |
|---------------------------|------------|---------|----------|
| Chilectra BBE1 | Endesa | 900 | 50.619 |
| Chilectra BBE1 | Endesa | 150 | 51.359 |
| Chilectra BBE1 | Endesa | 100 | 51.606 |
| Chilectra BBE1 | Endesa | 100 | 51.976 |
| Chilectra BBE1 | Endesa | 100 | 52.345 |
| Chilectra BBE1 | Endesa | 100 | 52.715 |
| Chilectra BBE1 | Endesa | 100 | 53.085 |
| Chilectra BBE1 | Endesa | 100 | 53.455 |
| Chilectra BBE1 | Endesa | 100 | 53.825 |
| Chilectra BBE1 | Endesa | 100 | 54.195 |
| Chilectra BBE1 | Endesa | 100 | 54.565 |
| Chilectra BBE1 | Endesa | 100 | 54.935 |
| Chilectra BBE1 | Guacolda | 900 | 55.1 |
| Chilectra BBE1 | Endesa | 100 | 55.305 |
| Chilectra BBE1 | Endesa | 50 | 55.675 |
| Chilectra BBE1 | Endesa | 50 | 56.044 |
| Chilectra BBE1 | AES Gener | 1800 | 58.101 |
| Chilectra BBE1 | AES Gener | 200 | 59.101 |
| Chilectra BBE1 | AES Gener | 400 | 59.55 |
| Chilectra BBE1 | AES Gener | 800 | 59.999 |
| Chilectra BBE1 | AES Gener | 1000 | 60.498 |
| Polpaico 220 kV. | | | |
| Distribuidora - Bloque | Generadora | GWh/año | US\$/MWh |
| Chilectra BBE2 | Endesa | 900 | 50.619 |
| Chilectra BBE2 | Endesa | 150 | 51.359 |
| Chilectra BBE2 | Endesa | 100 | 51.606 |
| Chilectra BBE2 | Endesa | 100 | 51.976 |
| Chilectra BBE2 | Endesa | 100 | 52.345 |
| Chilectra BBE2 | Endesa | 100 | 52.715 |
| Chilectra BBE2 | Endesa | 100 | 53.085 |
| Chilectra BBE2 | Endesa | 100 | 53.455 |
| Chilectra BBE2 | Endesa | 100 | 53.825 |
| Chilectra BBE2 | Endesa | 100 | 54.195 |
| Chilectra BBE2 | Endesa | 100 | 54.565 |
| Chilectra BBE2 | Guacolda | 900 | 54.9 |
| Chilectra BBE2 | Endesa | 100 | 54.935 |
| Chilectra BBE2 | Endesa | 100 | 55.305 |
| Chilectra BBE2 | Endesa | 50 | 55.675 |
| Chilectra BBE2 | Endesa | 50 | 56.044 |
| Chilectra BBE2 | AES Gener | 1800 | 57.78 |
| Chilectra BBE2 | AES Gener | 200 | 58.78 |
| Chilectra BBE2 | AES Gener | 400 | 59.43 |
| Chilectra BBE2 | AES Gener | 800 | 59.895 |
| Chilectra BBE2 | AES Gener | 1000 | 60.38 |
| Polpaico 220 kV. | | | |
| Distribuidora - Bloque | Generadora | GWh/año | US\$/MWh |
| Chilquinta BBE1 | Endesa | 188.5 | 51.037 |
| Chilquinta BBE1 | Endesa | 188.5 | 56.016 |
| Chilquinta BBE1 | AES Gener | 377 | 57.869 |
| Chilquinta BBE1 | AES Gener | 188.5 | 58.169 |
| Quillota 220 kV | | | |
| Distribuidora - Bloque | Generadora | GWh/año | US\$/MWh |
| Chilquinta BBE2 | Endesa | 430 | 50.158 |
| Chilquinta BBE2 | Colbún | 430 | 54.5 |
| Chilquinta BBE2 | AES Gener | 430 | 55.21 |
| Quillota 220 kV | | | |
| Distribuidora - Bloque | Generadora | GWh/año | US\$/MWh |
| SAESA BBE1 | Endesa | 1500 | 47.04 |
| SAESA BBE1 | Endesa | 500 | 48.861 |
| SAESA BBE1 | Endesa | 500 | 51.365 |
| SAESA BBE1 | Colbún | 3000 | 53 |
| SAESA BBE1 | Endesa | 500 | 53.414 |
| SAESA BBE1 | Guacolda | 1000 | 56.75 |
| SAESA BBE1 | AES Gener | 1500 | 61.259 |
| SAESA BBE1 | AES Gener | 500 | 61.469 |
| SAESA BBE1 | AES Gener | 1000 | 62.469 |
| Charrúa 220 kV | | | |
| Distribuidora - Bloque | Generadora | GWh/año | US\$/MWh |
| EMEL BBE1 | Endesa | 876.5 | 55.561 |
| EMEL BBE1 | Guacolda | 876.5 | 57 |
| EMEL BBE1 | Endesa | 876.5 | 58.165 |
| Quillota 220 kV | | | |
| Distribuidora - Bloque | Generadora | GWh/año | US\$/MWh |
| CGE BBE1 | Endesa | 1000 | 51.366 |
| CGE BBE1 | Endesa | 100 | 51.866 |
| CGE BBE1 | Endesa | 100 | 52.615 |
| CGE BBE1 | Endesa | 100 | 54.114 |
| CGE BBE1 | Endesa | 100 | 54.364 |
| CGE BBE1 | Guacolda | 900 | 54.9 |
| CGE BBE1 | Endesa | 100 | 55.363 |
| CGE BBE1 | Colbún | 1000 | 55.5 |
| CGE BBE1 | Endesa | 100 | 55.862 |
| CGE BBE1 | Endesa | 100 | 56.362 |
| CGE BBE1 | AES Gener | 1400 | 57.78 |
| CGE BBE1 | AES Gener | 200 | 58.98 |
| CGE BBE1 | AES Gener | 400 | 59.098 |
| CGE BBE1 | AES Gener | 800 | 59.51 |
| Alto Jahuel 220 kV | | | |

Las apuestas por generador en un formato más amable, se muestran a continuación:

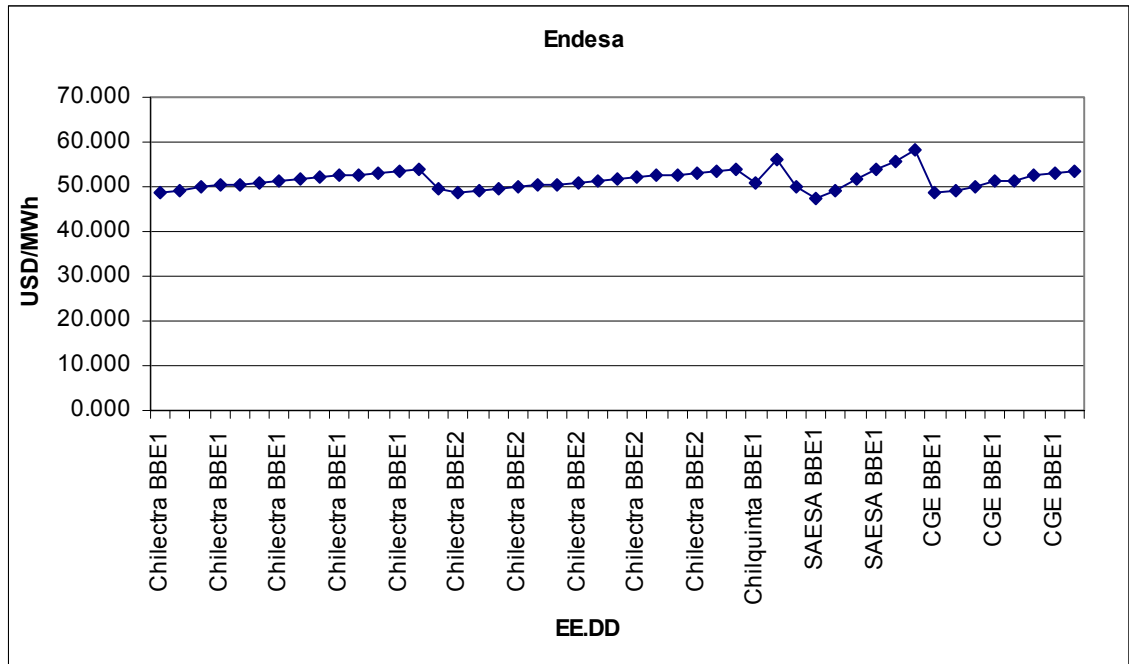


Figura A-0-1: Apuestas de Endesa según distribuidora (en Quillota 220V)

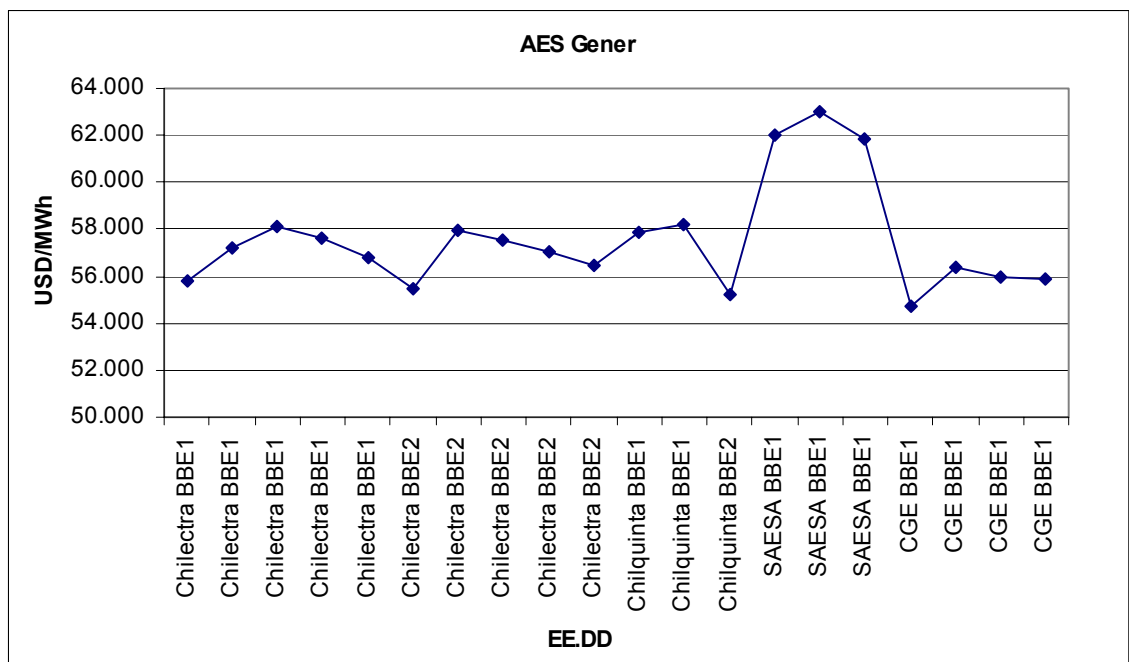


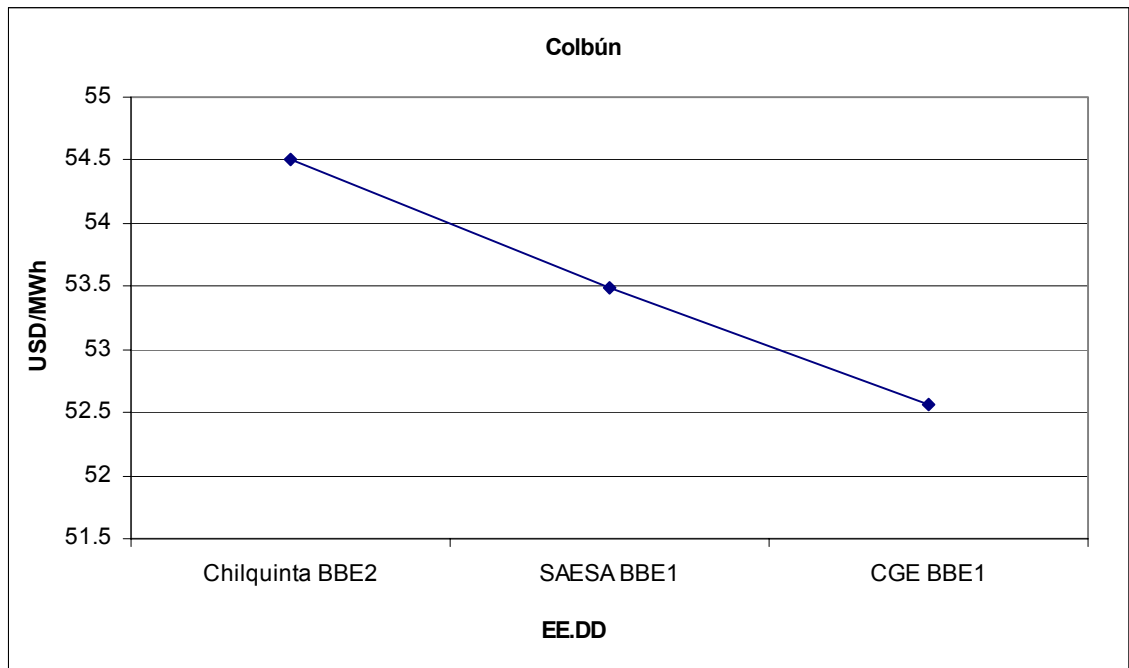
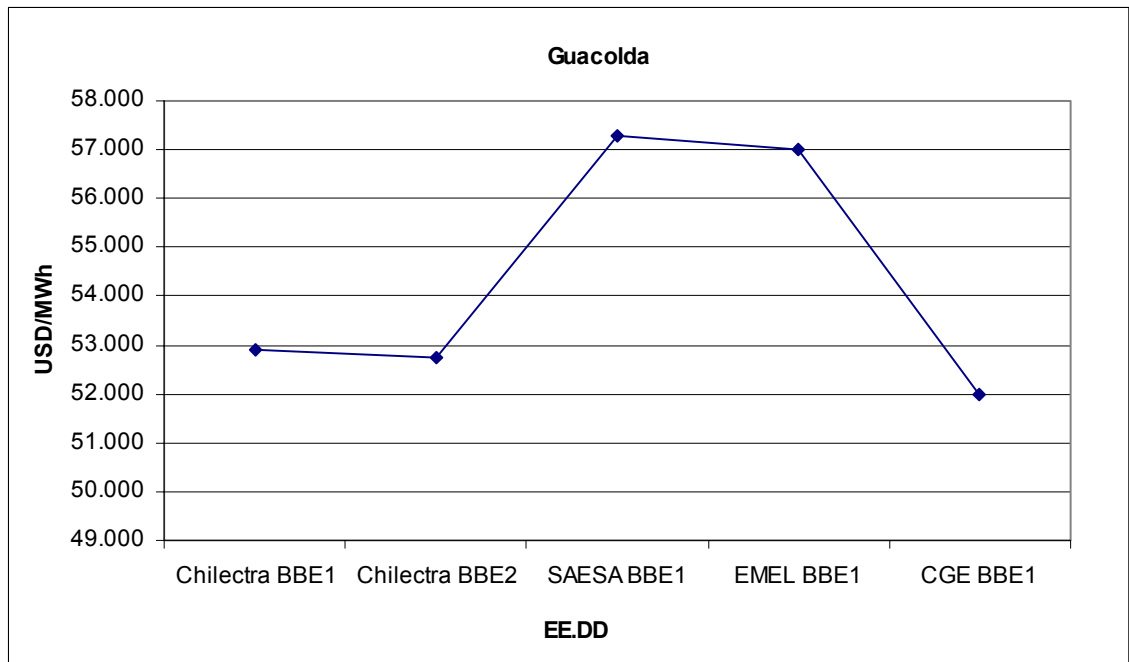
Figura A-0-2: Apuestas de AES Gener según distribuidora (en Quillota 220V)**Figura A-0-3:** Apuestas de Colbún según distribuidora (en Quillota 220V)

Figura A-0-4: Apuestas de Guacolda (filial de AES Gener) según distribuidora (en Quillota 220V)

**ANEXO B: COSTO VARIABLE POR GENERADOR CONSIDERANDO
FILIALES**

Los costos por planta utilizados para los cálculos de costo de generación en la presente tesis son los informados en el Informe de Precios de Nudo de 2006. Se muestran a continuación los datos utilizados para calcular los costos por generadora.

Tabla B-1: Costos variables de Generación por planta (parte I)

| Central | Unidades de consumo específico | Consumo Específico | Unidades de costo de combustible | C. de Comb. | C. Var. no comb. [US\$/MWh] | C. Var. [US\$/MWh] |
|-----------------|--------------------------------------|-----------------------|--|-------------|-----------------------------------|-----------------------|
| Arauco 1 | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 82.600 | 0.000 | 82.6 |
| Arauco 2 | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 89.000 | 0.000 | 89.0 |
| Arauco 3 | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 170.000 | 0.000 | 170.0 |
| Celco 1 | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 10.000 | 0.000 | 10.0 |
| Celco 2 | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 60.000 | 0.000 | 60.0 |
| licanten0 | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 28.000 | 0.000 | 28.0 |
| licanten1 | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 185.000 | 0.000 | 185.0 |
| Nueva Aldea 1 | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 14.000 | 0.000 | 14.0 |
| valdivia1 | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 0.000 | 0.000 | 0.0 |
| valdivia2 | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 6.000 | 0.000 | 6.0 |
| valdivia3 | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 47.000 | 0.000 | 47.0 |
| valdivia4 | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 88.000 | 0.000 | 88.0 |
| cholguan0 | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 9.900 | 0.000 | 9.9 |
| cholguan1 | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 57.200 | 0.000 | 57.2 |
| Constitucion | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 0.000 | 0.000 | 0.0 |
| Laja | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 0.000 | 0.000 | 0.0 |
| Nueva Aldea 3 A | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 0.000 | 0.000 | 0.0 |
| Nueva Aldea 3 B | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 14.000 | 0.000 | 14.0 |
| Petropower | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 0.000 | 3.900 | 3.9 |
| Eolica Canela I | - | 1.000 | [US\$/MWh] | 0.000 | 0.000 | 0.0 |
| Bocamina | [Ton/MWh] | 0.380 | [US\$/Ton] | 76.060 | 1.000 | 29.9 |
| Guacolda I | [Ton/MWh] | 0.360 | [US\$/Ton] | 75.660 | 1.000 | 28.2 |

Tabla B-2: Costos variables de Generación por planta (parte II)

| Central | Unidades de consumo específico | Consumo Especifico | Unidades de costo de combustible | C. de Comb. | C. Var. no comb. [US\$/MWh] | C. Var. [US\$/MWh] |
|-------------------------|--------------------------------|--------------------|----------------------------------|-------------|-----------------------------|--------------------|
| Guacolda II | [Ton/MWh] | 0.360 | [US\$/Ton] | 75.660 | 1.000 | 28.2 |
| Laguna Verde | [Ton/MWh] | 0.850 | [US\$/Ton] | 83.260 | 7.860 | 78.6 |
| Ventana I | [Ton/MWh] | 0.415 | [US\$/Ton] | 76.900 | 2.180 | 34.1 |
| Ventana II | [Ton/MWh] | 0.397 | [US\$/Ton] | 76.900 | 1.380 | 31.9 |
| Campanario CA | [Mbtu/MWh] | 10.888 | [US\$/Mbtu] | 5.000 | 2.500 | 56.9 |
| Coronel TG Gas | [Mbtu/MWh] | 9.451 | [US\$/Mbtu] | 2.318 | 3.100 | 25.0 |
| Horcones TG Gas | [Mbtu/MWh] | 15.550 | [US\$/Mbtu] | 5.000 | 2.000 | 79.8 |
| Nehuenco I | [Mbtu/MWh] | 7.281 | [US\$/Mbtu] | 4.476 | 2.870 | 35.5 |
| Nehuenco II | [Mbtu/MWh] | 6.687 | [US\$/Mbtu] | 4.477 | 2.430 | 32.4 |
| Nueva Aldea 2 Gas | [Mbtu/MWh] | 1.000 | [US\$/Mbtu] | 74.000 | 0.000 | 74.0 |
| Nueva Renca | [Mbtu/MWh] | 7.167 | [US\$/Mbtu] | 4.27 | 2.86 | 33.49 |
| San Isidro | [Mbtu/MWh] | 7.492 | [US\$/Mbtu] | 4.55 | 3.07 | 37.15 |
| Taltal1 | [Mbtu/MWh] | 11.182 | [US\$/Mbtu] | 4.09 | 2.27 | 48.02 |
| Taltal2 | [Mbtu/MWh] | 11.182 | [US\$/Mbtu] | 4.09 | 2.27 | 48.02 |
| Ancud | [Ton/MWh] | 0.242 | [US\$/Ton] | 781.738 | 10.000 | 198.9 |
| Antilhue TG-1 | [Ton/MWh] | 0.230 | [US\$/Ton] | 649.900 | 2.876 | 152.4 |
| Antilhue TG-2 | [Ton/MWh] | 0.230 | [US\$/Ton] | 649.900 | 2.876 | 152.4 |
| Campanario CA Diesel | [Ton/MWh] | 0.261 | [US\$/Ton] | 687.060 | 14.080 | 193.2 |
| Candelaria CA Diesel I | [Ton/MWh] | 0.273 | [US\$/Ton] | 668.047 | 2.800 | 185.5 |
| Candelaria CA Diesel II | [Ton/MWh] | 0.273 | [US\$/Ton] | 668.047 | 2.800 | 185.5 |
| Casa Blanca 01 | [Ton/MWh] | 0.215 | [US\$/Ton] | 619.906 | 5.510 | 138.6 |

Tabla B-3: Costos variables de Generación por planta (parte III)

| Central | Unidades de consumo específico | Consumo Especifico | Unidades de costo de combustible | C. de Comb. | C. Var. no comb. [US\$/MWh] | C. Var. [US\$/MWh] |
|------------------------|--------------------------------|--------------------|----------------------------------|-------------|-----------------------------|--------------------|
| Casa Blanca 02 | [Ton/MWh] | 0.296 | [US\$/Ton] | 624.318 | 5.820 | 190.6 |
| Con Con | [Ton/MWh] | 0.217 | [US\$/Ton] | 622.835 | 4.850 | 139.7 |
| Coronel TG Diesel | [Ton/MWh] | 0.188 | [US\$/Ton] | 749.017 | 9.800 | 150.5 |
| Curauma | [Ton/MWh] | 0.208 | [US\$/Ton] | 624.318 | 3.860 | 133.4 |
| Diego Almagro TG | [Ton/MWh] | 0.337 | [US\$/Ton] | 610.760 | 6.630 | 212.5 |
| EV25 | [Ton/MWh] | 0.309 | [US\$/Ton] | 652.360 | 1.000 | 202.6 |
| Laguna Verde TG | [Ton/MWh] | 0.264 | [US\$/Ton] | 641.190 | 1.000 | 170.3 |
| Las Vegas | [Ton/MWh] | 0.219 | [US\$/Ton] | 625.612 | 3.760 | 140.8 |
| Los Vientos | [Ton/MWh] | 0.255 | [US\$/Ton] | 670.730 | 2.500 | 173.5 |
| Nehuenco 9B Diesel I | [Ton/MWh] | 0.278 | [US\$/Ton] | 650.988 | 4.300 | 185.4 |
| Nehuenco 9B Diesel II | [Ton/MWh] | 0.288 | [US\$/Ton] | 650.988 | 21.500 | 209.2 |
| Nehuenco I Diesel | [Ton/MWh] | 0.161 | [US\$/Ton] | 650.988 | 5.210 | 110.1 |
| Nehuenco I Diesel FA | [Ton/MWh] | 0.161 | [US\$/Ton] | 650.988 | 5.310 | 110.2 |
| Nehuenco II Diesel | [Ton/MWh] | 0.161 | [US\$/Ton] | 650.988 | 5.210 | 110.1 |
| Nueva Aldea 2 Diesel | [Mbtu/MWh] | 11.441 | [US\$/Mbtu] | 19.622 | 2.000 | 226.5 |
| Nueva Renca Diesel | [Ton/MWh] | 0.171 | [US\$/Ton] | 625.060 | 5.990 | 112.9 |
| Quellón | [Ton/MWh] | 0.242 | [US\$/Ton] | 794.781 | 8.100 | 200.1 |
| Renca | [Ton/MWh] | 0.365 | [US\$/Ton] | 625.060 | 3.640 | 231.8 |
| San Isidro 2 CA Diesel | [Ton/MWh] | 0.200 | [US\$/Ton] | 620.350 | 9.240 | 133.0 |
| San Isidro Diesel | [Ton/MWh] | 0.185 | [US\$/Ton] | 620.350 | 6.460 | 121.1 |
| Taltal2 Diesel | [Ton/MWh] | 0.279 | [US\$/Ton] | 610.890 | 4.840 | 175.3 |
| Huasco TG | [Ton/MWh] | 0.362 | [US\$/Ton] | 436.950 | 11.630 | 169.8 |

Con estos costos, más los detalles de generación diaria por planta disponibles en www.cdec-sic.cl, se calculó el costo de generación por firma que se muestra en la **Tabla 5-5**.

ANEXO C: TRANSFERENCIAS EN EL MERCADO SPOT

Se muestra a continuación los detalles de transferencias físicas y financieras del CDEC-SIC, utilizados en esta tesis (sólo años 2005, 2006 y 2007). Esta información no es de libre acceso y se debe pagar para recibirla.

Tabla C-1: Transferencias en el Mercado Spot 2007

| Empresa | Transferencias de Energía (1) | | Otros Pagos | Transferencias de Potencia | Total Valorizado |
|----------------|-------------------------------|------------------|--------------|----------------------------|------------------|
| | Físico kWh | Valorizado \$ | | | |
| ENDESA | 1,193,815,019 | 68,005,763,752 | -372,113,845 | -512,960,517 | 67,120,689,390 |
| GENER | -507,935,299 | -43,707,513,578 | 20,204,171 | -10,408,270,621 | -54,095,580,028 |
| COLBUN | -1,602,947,405 | -151,005,649,632 | 188,305,509 | 4,633,932,343 | -146,183,411,780 |
| PEHUENCHE | 698,652,968 | 40,939,421,323 | -7,412,758 | -2,268,031,454 | 38,663,977,111 |
| GUACOLDA | -135,355,762 | -18,125,642,775 | 100,729,081 | -7,255,274,953 | -25,280,188,647 |
| ARAUCO | 109,471,434 | 9,571,565,516 | -2,163,627 | 4,198,123,434 | 13,767,525,323 |
| CAMPANARIO | 211,644,086 | 25,005,753,030 | 7,118,915 | 1,544,208,643 | 26,557,080,588 |
| ESSA | 129,988,003 | 16,819,560,511 | -29,722,931 | 338,797,020 | 17,128,634,599 |
| TRANSELEC | -360,600,596 | 21,873,147,202 | 18,955 | 6,709,988,922 | 28,583,155,078 |
| STS | -4,589,367 | -437,156,318 | 0 | -143,539,778 | -580,696,096 |
| IBENER | -98,678,917 | -9,289,555,551 | -4,214,681 | 700,808,277 | -8,592,961,955 |
| CENELCA | 289,526,240 | 24,463,319,790 | 92,634,005 | 1,377,164,538 | 25,933,118,333 |
| SGA | 78,371,366 | 10,111,638,670 | -16,727 | 86,622,851 | 10,198,244,794 |
| CTNC | -14,394,888 | 2,369,246,457 | 0 | 72,610,692 | 2,441,857,149 |
| PUYEHUE | -40,110,874 | -2,851,335,733 | 5,750,816 | 17,186,343 | -2,828,398,573 |
| SC DEL MAIPO | 3,930,343 | 382,132,219 | 33,534 | 14,435,550 | 396,601,303 |
| TECNO RED | 20,232,786 | 2,306,953,201 | 130,978 | 78,241,329 | 2,385,325,508 |
| CHILQUINTA STX | -8,433 | -21,282,161 | 0 | 0 | -21,282,161 |
| EEPA STX | -729 | -1,840,762 | 0 | 0 | -1,840,762 |
| FPC | 23,355,446 | 2,711,732,538 | 191,142 | 78,610,738 | 2,790,534,417 |
| CHILECTRA STX | -695 | -1,752,895 | 0 | 0 | -1,752,895 |
| ELEKTRAGEN | 5,635,272 | 881,495,378 | 527,464 | 737,346,545 | 1,619,369,387 |

Energía transada anual (acumulado)

| | |
|--------------------------------|--------------|
| Cantidad Transada | 2,765 GWh |
| Monto Transado | 225,442 MM\$ |
| Costo Marginal Promedio | 81.55 \$/kWh |

Tabla C-2: Transferencias en el Mercado Spot 2006

| Empresa | Transferencias de Energía ⁽¹⁾ | | Otros Pagos \$ | Transferencias de Potencia \$ | Total Valorizado \$ |
|------------|--|------------------|-------------------|----------------------------------|------------------------|
| | Físico kWh | Valorizado \$ | | | |
| ENDESA | 2,864,238,286 | 14,995,784,107 | 466,497,916 | -1,598,189,941 | 13,864,092,082 |
| GENER | -1,362,571,856 | -25,937,200,510 | 287,750,323 | -13,607,556,547 | -39,257,006,735 |
| COLBUN | -2,038,643,353 | -55,658,947,538 | -535,222,150 | 7,533,294,486 | -48,660,875,201 |
| PEHUENCHE | 2,082,875,749 | 28,819,269,200 | -56,462,251 | -1,963,930,869 | 26,798,876,080 |
| GUACOLDA | -93,933,979 | -7,765,733,759 | -1,197,068,374 | -5,543,378,168 | -14,506,180,301 |
| ARAUCO | -182,774,182 | -2,628,533,700 | -31,629,728 | 4,394,891,971 | 1,734,728,543 |
| CAMPANARIO | 1,261,185 | 23,006,757 | 0 | 0 | 23,006,757 |
| ESSA | -708,346,659 | -15,047,323,246 | 539,367,734 | 549,779,731 | -13,958,175,781 |
| TRANSELEC | -622,603,245 | 55,103,943,066 | -948,820 | 7,579,263,271 | 62,682,257,516 |
| STS | -6,950,900 | -47,943,303 | 0 | -190,101,968 | -238,045,271 |
| IBENER | 142,796,087 | -320,716,100 | -19,707,505 | 734,407,505 | 393,983,899 |
| CENELCA | 130,178,982 | 5,299,191,559 | 486,172,500 | 2,012,293,828 | 7,797,657,887 |
| SGA | -166,301,305 | -3,775,963,295 | 160,754,004 | 50,411,394 | -3,564,797,896 |
| CTNC | -22,785,199 | 8,067,713,089 | 0 | 94,550,588 | 8,162,263,677 |
| PUYEHUE | -16,439,705 | -1,126,546,620 | -99,503,649 | -45,735,210 | -1,271,785,478 |

Energía transada anual (acumulado)

| | |
|--------------------------------|--------------|
| Cantidad Transada | 5,221 GWh |
| Monto Transado | 111,863 MM\$ |
| Costo Marginal Promedio | 21.42 \$/kWh |

Tabla C-3: Transferencias en el Mercado Spot 2005

| Empresa | Transferencias de Energía ⁽¹⁾ | | Otros Pagos \$ | Transferencias de Potencia \$ | Total Valorizado \$ |
|------------|--|------------------|-------------------|----------------------------------|------------------------|
| | Físico kWh | Valorizado \$ | | | |
| ENDESA | 3,378,618,386 | 29,626,359,307 | -1,621,361,315 | -4,289,525,218 | 23,715,472,773 |
| GENER | -1,882,846,670 | -23,679,136,232 | -249,598,100 | -12,928,493,838 | -36,857,228,170 |
| COLBUN | -949,067,673 | -25,115,890,337 | 944,393,687 | 13,065,913,462 | -11,105,583,188 |
| PEHUENCHE | 1,828,888,106 | 23,546,221,126 | -34,467,141 | -1,863,361,329 | 21,648,392,656 |
| GUACOLDA | -152,939,851 | -1,218,333,036 | 410,421,352 | -5,811,730,702 | -6,619,642,387 |
| ARAUCO | -217,904,095 | -236,961,722 | -40,018,948 | 4,342,395,617 | 4,065,414,947 |
| ESSA | -641,049,598 | -6,961,217,175 | 446,213,182 | -465,826,458 | -6,980,830,451 |
| SAN_ISIDRO | -722,195,554 | -11,296,101,641 | -319,584,991 | -1,748,834,588 | -13,364,521,220 |
| TRANSELEC | -613,747,868 | 14,392,785,468 | -749,649 | 8,836,084,816 | 23,228,120,635 |
| STS | -9,327,611 | -19,588,171 | 0 | 482,222 | -19,105,949 |
| IBENER | 144,739,852 | -2,430,968,673 | -29,203,277 | 877,324,670 | -1,582,847,280 |
| CENELCA | 14,535,183 | 5,547,412,740 | 592,633,137 | 1,019,819,476 | 7,159,865,354 |
| SGA | -228,917,499 | -3,693,593,107 | -89,400,673 | -1,462,667,897 | -5,245,661,677 |
| CTNC | -11,917,560 | 671,291,477 | 0 | 52,094,685 | 723,386,162 |
| PUYEHUE | 63,132,446 | 867,719,978 | -9,277,261 | 376,325,080 | 1,234,767,797 |

| Energía transada anual (acumulado) | |
|---|--------------|
| Cantidad Transada | 5,430 GWh |
| Monto Transado | 74,652 MM\$ |
| Costo Marginal Promedio | 13.75 \$/kWh |

ANEXO D: TEORÍA DE JUEGOS COMPETITIVOS

Se muestran a continuación las definiciones básicas de la teoría de juegos.

Jugadores: Son los participantes de un juego que toman decisiones con el fin de maximizar su utilidad. Son, por supuesto, dos o más jugadores.

Acciones de cada jugador: Son las decisiones que puede tomar cada jugador en cada instante en que le toque jugar. El conjunto de acciones de un jugador en cada momento del juego puede ser finito o infinito.

Resultados del juego: Son los distintos modos en que puede concluir un juego. Cada resultado lleva aparejadas unas consecuencias o pagos finales para cada jugador.

Pagos: Cada jugador recibe un pago al final del juego que depende de cual haya sido el resultado final. El significado de dicho pago es la utilidad que el jugador le asigna a dicho resultado.

Estrategias: Una estrategia es un plan completo de acciones con las que un jugador podría proponerse participar en un juego. Una estrategia debe entenderse como un “manual” que un jugador podría entregar a un representante, sin que este último enfrente ambigüedad alguna (a lo mas un set de probabilidades conocidas) acerca de que acción tomar en cada instante del juego.

Perfil de Estrategias: Es un conjuntos de estrategias, una por cada jugador.

Se definirán además algunos conceptos que serán de utilidad para el análisis que se realiza más adelante en la presente tesis.

Función de utilidad: Se asumirá a lo largo de esta tesis que los jugadores presentan preferencias racionales (completas y transitivas) tal que si x e y representan dos bienes, el jugador puede:

| | |
|---------------|-----------------------------------|
| $x \succ y$ | Preferir a x sobre y |
| $y \succ x$ | Preferir a y sobre x |
| $x \approx y$ | Estar indiferente entre x e y |

Estas preferencias, quedarán perfectamente representadas por una función de utilidad $U(x) : x \rightarrow \mathfrak{R}$, tal que si $x \succ y$ entonces $U(x) > U(y)$, si $y \succ x$ entonces $U(y) > U(x)$, y si $x \approx y$ entonces $U(x) = U(y)$.

Utilidad de Von Neumann-Morgenstern: En ambientes de riesgo, no es suficiente contar simplemente con una relación ordinal de preferencias como las que se presentaron anteriormente. De hecho, la información de que x es más preferido que y , y que y es más preferido que z , nada nos dice de si y es más preferido o no que una cierta lotería entre x y z (por ejemplo obtener x con un 60% de probabilidad y z con un 40%).

Si analizamos los pagos en función de utilidades de Von Neumann-Morgenstern, sí es posible determinar las preferencias de un individuo sobre ciertas loterías.

Sea el conjunto $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$.

Sea

$$L_x = \left\{ (p_1, p_2, \dots, p_n) \in \mathfrak{R}^n : p_i \geq 0, \text{ para cada } i = 1, 2, \dots, n, \text{ y } \sum_{i=1}^n p_i = 1 \right\},$$

el conjunto de todas las loterías simples sobre el conjunto de alternativas X , (donde p_i es la probabilidad de obtener la alternativa x_i). Se supondrá que el decidor tiene una relación de preferencias sobre L_x , que cumple con las propiedad de completitud y transitividad (racional).

Proposición 1: Una función de utilidad $U : L_x \rightarrow \mathfrak{R}$ es una función de utilidad esperada de Von Neumann-Morgenstern $\Leftrightarrow \forall L_1, L_2, \dots, L_m \in L_x, \forall \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m \in [0,1]$, con $\sum_{j=1}^m \lambda_j = 1$, se verifica que

$$U\left(\sum_{j=1}^m \lambda_j L_j\right) = \sum_{j=1}^m \lambda_j U(L_j)$$

Es decir, la utilidad de una combinación convexa de loterías es la combinación convexa de las utilidades que proporcionan cada una de esas loterías por separado

■

Es directo verificar, que la valoración de una lotería es tal que:

Sea $L_i \in L_x$, luego:

$$U(L_i) = \sum_{k=1}^n p_k^{(i)} U(x_k)$$

O en el caso en que $X \subseteq \mathfrak{R}$:

$$U(L_i) = \int_{-\infty}^{+\infty} U(x) f_i(x) dx$$

Donde $f_i(x)$ es la función densidad de probabilidad que describe la lotería L_i .

Esto, es equivalente a considerar cada alternativa como una lotería donde se obtiene dicho resultado con probabilidad igual a 1. Luego la utilidad de una combinación convexa de dichas loterías “ciertas” (por la **Proposición 1**), es la combinación convexa de las utilidades de cada una de esas alternativas.

A lo largo de esta tesis, asumiremos que las funciones de utilidad utilizadas son utilidades de Von Neumann-Morgenstern.

Entendido lo anterior, podemos definir un juego como constitutivo de los siguientes elementos:

1) Sea el conjunto de jugadores $J = \{0, 1, 2, \dots, n\}$. Si no hay movimientos del azar o naturaleza, entonces $J = \{1, 2, \dots, n\}$.

2) Sea X el conjunto de nodos de un juego. Un nodo representa una posible situación o instante de decisión de un juego. Entre los nodos hay uno de ellos que es la **raíz del juego**, o punto de comienzo del juego. Dicho nodo se representará por o .

Se define la siguiente función:

$$\begin{aligned}\sigma : X &\rightarrow X \\ x &\rightarrow \sigma(x)\end{aligned}$$

En donde $\sigma(o) = o$ y para $x \neq o$, $\sigma(x)$ es el nodo inmediatamente predecesor de x .

Sea $\sigma^2(x) = \sigma(\sigma(x))$, $\sigma^3(x) = \sigma(\sigma(\sigma(x)))$ y así sucesivamente, por lo que iterando se obtienen todo los nodos predecesores de x .

Sea $s(x) = \sigma^{-1}(x)$, el conjunto de todos los nodos que siguen inmediatamente a x .

Luego un nodo es **terminal** si no le sigue ningún otro nodo, siendo un nodo de **decisión** si es que sí le sigue. Se definen los siguientes conjuntos:

$$T(X) = \{x \in X : s(x) = \emptyset\}$$

Luego,

$$D(x) = \{x \in X : s(x) \neq \emptyset\} = X - T(X)$$

Donde $T(X)$ es el conjunto de nodos terminales del juego, y $D(x)$ es el conjunto de nodos de decisión del juego (todos aquellos que no son terminales, y algún jugador debe tomar una decisión para seguir avanzando en el juego).

3) *Sea A , el conjunto de todas las posibles acciones.*

Se define la función:

$$\begin{aligned} \alpha : X - \{o\} &\rightarrow A \\ x &\rightarrow \alpha(x) \end{aligned}$$

que hace corresponder a cada nodo distinto del origen, aquella acción $\alpha(x)$ que lleva desde el nodo inmediato predecesor $\sigma(x)$ al nodo x .

Se verifica que si $x', x'' \in s(x)$, siendo $x' \neq x''$, entonces $\alpha(x') \neq \alpha(x'')$. Es decir, acciones que parten del mismo nodo y conducen a nodos distintos, deben ser distintas.

Para cualquier nodo de decisión $x \in D(X)$, se representa el conjunto de decisiones disponibles a partir de x por:

$$A(x) = \{a \in A : \exists x' \in s(x) \text{ con } a = \alpha(x')\}$$

Es decir, el conjunto de todas las acciones a disponibles en el nodo de decisión x , es el conjunto de todas las acciones tal que existe un nodo x' que le sigue inmediatamente a x , y la acción que lleva a ese nodo es la acción a .

4) *Para cada jugador i , sea X_i el conjunto de nodos de decisión en los que el jugador i tiene que elegir una acción. En un nodo particular de decisión, sólo mueve uno de los jugadores.*

Se tiene que,

$$\bigcup_{i \in J} X_i = D(X)$$

Además, $\forall i, j \in J$, con $i \neq j$, se verifica que $X_i \cap X_j = \emptyset$

Luego el conjunto $\{X_i\}_{i \in J}$ constituye una partición, por jugador, del conjunto de nodos de decisión $D(X)$.

5) *Sea una familia de conjuntos de información H , y una función:*

$$\begin{aligned} h: X &\rightarrow H \\ x &\rightarrow h(x) \end{aligned}$$

que asigna a cada nodo x un **conjunto de información** $h(x)$ al que pertenece. Los conjuntos de información forman a su vez una partición de $D(X)$.

Todos los nodos de decisión que pertenecen a un mismo conjunto de información tienen las mismas acciones disponibles, es decir:

$$A(x) = A(x'), \text{ si } h(x) = h(x')$$

Sea $h = h(x)$, un conjunto de información perteneciente a H . Por tanto, podemos representar por $A(h)$ al conjunto de acciones disponibles en el conjunto de información h , tal que,

$$A(h) = \{a \in A : a \in A(x) \text{ para } x \in h\}$$

Sea H_i el conjunto de todos los conjuntos de información del jugador i . Sea H el conjunto que contiene a todos los conjuntos de información contenidos en los H_i , para $i \in J$. Es decir,

$$H = \bigcup_{i \in J} H_i$$

6) Sea,

$$\begin{aligned} \rho : H \times A &\rightarrow [0, 1] \\ (h, a) &\rightarrow \rho(h, a) \end{aligned}$$

una función, que asigna probabilidades a acciones en conjuntos de información donde el movimiento corresponde a la naturaleza o azar.

Se tiene que verificar que:

$$\rho(h, a) = 0, \text{ si } a \notin A(h) \text{ y } \sum_{a \in A(h)} \rho(h, a) = 1, \forall h \in H$$

Es decir, se debe verificar que la naturaleza no escogerá acciones que no pertenecen al conjunto de información, y debe obligatoriamente ocurrir (“escoger”) alguna de las acciones disponibles.

7) Sea,

$$\begin{aligned} r : T(X) &\rightarrow \mathfrak{R}^n \\ x &\rightarrow r(x) = (r_1(x), \dots, r_n(x)) \end{aligned}$$

Una función de pago, en donde $r_i(x)$ indica el pago o utilidad que recibe el jugador i si se ha alcanzado el nodo terminal x .

Con todo lo anterior se define,

Definición 1:

Un juego Γ viene especificado por los siguientes elementos:

$$\Gamma = \{J, (X, \sigma), (A, \alpha), \{X_i\}_{i \in J}, \{H_i\}_{i \in J}, \{A(h)\}_{h \in H}, \rho, r\}$$

■

Corolario 1.1:

Además de existir jugadores, nodos, acciones, probabilidades del azar y pagos en un juego, existen también estrategias.

Sea S_i el conjunto o espacio de estrategias para cada $i \in J$. Una estrategia es un plan de acción que dice unívocamente (o a lo más da un set de probabilidades de elección) sobre que acción tomar en cada nodo (o conjunto de información) del juego. A cada n-pla $s = (s_1, s_2, \dots, s_n)$, donde cada s_i pertenece a S_i se le llama **combinación o perfil** de estrategias. Un perfil es un vector n -dimensional cuyas componentes son estrategias, una por cada jugador. Al vector $(n-1)$ -dimensional obtenido a partir de s al suprimir s_i se le denota s_{-i} . Luego el vector $s_{-i} = (s_1, s_2, \dots, s_{i-1}, s_{i+1}, \dots, s_n)$, es la combinación de estrategias jugadas por los demás jugadores, desde el punto de vista de i .

Se puede definir la **función de pagos** de cada jugador como u_i para cada i en J , que a cada combinación de estrategias (s_1, s_2, \dots, s_n) le asigna un número $u_i(s_1, s_2, \dots, s_n)$, que es la utilidad que le reporta al jugador i el resultado del juego cuando se realizan las estrategias (s_1, s_2, \dots, s_n) (perfil).

De esta manera es posible definir un juego de la siguiente manera:

$$\Gamma = \{J; S_1, S_2, \dots, S_n; u_1, u_2, \dots, u_n\}$$

■

A continuación se presentan definiciones de distintos tipos de juegos relevantes⁴¹:

⁴¹ *Teoría de Juegos y sus Aplicaciones Estratégicas*, M. Singer, Escuela de Administración PUC, Abril 2006.

Juegos de información completa: La información es completa, si cada jugador conoce los eventuales pagos de todos los jugadores. Si algún jugador desconoce tales pagos, el juego es de **información incompleta**.

Juegos de información perfecta: La información es perfecta si todos los jugadores siempre saben en cual rama del árbol (o nodo) se encuentran. Si algún jugador desconoce la rama en que está, entonces el juego es de **información imperfecta**.

Juegos de información simétrica: La información es simétrica, si ningún jugador tiene información diferente a la de los demás. Si algún jugador dispone de información distinta, el juego es de **información asimétrica**.

Entendidas ya las definiciones subyacentes a un juego, sus componentes y sus diferentes formatos, es pertinente introducir el concepto de **Equilibrio de Nash**.

Primero, en un juego estratégico pueden existir equilibrios de Nash de dos tipos: equilibrios de Nash en **estrategias mixtas**, y equilibrios de Nash en **estrategias puras**. Las estrategias puras, son aquellas en las cuales el jugador no introduce aleatoriedad en las acciones que toma en cada nodo de decisión (o conjunto de información $h \in H_i$). De introducirse aleatoriedad en las decisiones, tal que dado un nodo de decisión existen probabilidades positivas de elección para más de una acción $a \in A(x)$, la estrategia se denomina estrategia mixta.

Los equilibrios relevantes para los juegos estudiados en la presente tesis son los equilibrios en estrategias puras, por lo que sólo se entregará una definición para esta última.

Definición 2:

En el juego $\Gamma = \{J; S_1, S_2, \dots, S_n; u_1, u_2, \dots, u_n\}$, decimos que el perfil de estrategias puras $(s_1^*, s_2^*, \dots, s_i^*, \dots, s_n^*)$ es un **Equilibrio de Nash**, si para cada jugador i :

$$u_i(s_1^*, \dots, s_{i-1}^*, s_i^*, s_{i+1}^*, \dots, s_n^*) \geq u_i(s_1^*, \dots, s_{i-1}^*, s_i, s_{i+1}^*, \dots, s_n^*), \forall s_i \in S_i$$

Es decir, para cada jugador $i \in J$, s_i^* es una solución del problema,

$$\underset{s_i \in S_i}{MAX} u_i(s_1^*, \dots, s_{i-1}^*, s_i, s_{i+1}^*, \dots, s_n^*)$$

■

Para la modelación de las subastas, existen dos enfoques posibles. El primero es un enfoque de corto plazo que modela el juego como un **juego estático**⁴² **de información asimétrica**, donde la información sobre los **tipos**⁴³ de otros jugadores es incierta. Estos juegos se caracterizan porque las jugadas del azar son conocidas por algunos jugadores pero no por todos. A continuación se presenta un ejemplo de estos juegos.

Ejemplo 6:

Supongamos que se ha producido un crimen, perpetuado por dos delincuentes. Estos son atrapados por la policía, la cual no tiene pruebas para inculpar a ninguno de ellos.

Durante el interrogatorio, efectuado por separado a cada delincuente, sin posibilidad de comunicación entre ellos, se les impone lo siguiente. Si el delincuente 1 (J1) confiesa mientras que su compañero (J2) no lo hace, a J1 se le dará un año de cárcel, mientras que a su compañero se le dará cuatro. De producirse lo contrario, es decir J1 no confiesa y J2 si lo hace, a J2 se le dará un año de cárcel, mientras que a su compañero se le dará cuatro. Si

⁴² Estático: implica que sólo hay una jugada por jugador, y ellos juegan simultáneamente (sin que uno conozca la jugada del otro).

⁴³ En el caso de una subasta el **tipo** de un jugador puede entenderse como cuanto valora él un objeto licitado.

ambos confiesan a la vez, se le dará 3 años de cárcel a cada uno. Por último, si ambos deciden callar, pueden ocurrir dos escenarios. (a) El juez de turno no apoya la detención por sospecha, con lo que a cada uno se le dará cero años de cárcel, o (b) el juez de turno sí apoya la detención por sospecha, y se le da 2 años de cárcel a cada uno. El Juez 1, el de (a), puede tomar el caso con probabilidad $2/3$ y el Juez 2, el de (b), puede tomarlo con probabilidad $1/3$.

El delincuente 1 (J1), tiene conocidos dentro del juzgado, por lo cual él sabrá con anticipación que juez ha tomado el caso. Por su parte J2 sabe que J1 dispone de esta información privilegiada.

Solución Ejemplo 6:

Supondremos que los jugadores tienen funciones de utilidad u_1, u_2 , con $u_1 = u_2 = u$, tal que:

$$u(0 \text{ años de carcel}) = 10$$

$$u(1 \text{ años de carcel}) = 5$$

$$u(2 \text{ años de carcel}) = 4$$

$$u(3 \text{ años de carcel}) = 1$$

$$u(4 \text{ años de carcel}) = 0$$

Luego la representación en forma extensiva del juego es:

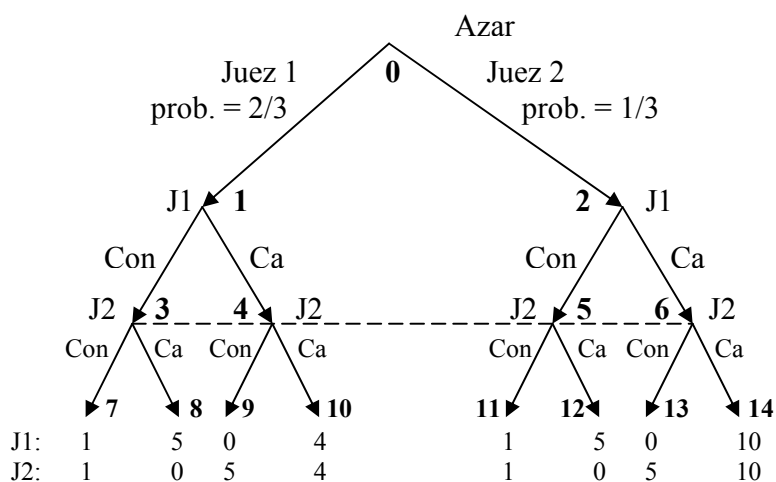


Figura 0-1: Juego del ejemplo 2 en forma extensiva.

La figura anterior muestra lo siguiente. En el primer nodo el azar decide que juez tomará el caso, lo cual es del conocimiento privilegiado de J1 (con ello se dice que J1 conoce su *tipo*). Conocido el juez que tomará el caso, J1 enfrenta conjuntos de información de un solo nodo, pues él sabe exactamente en que parte del árbol se encuentra. Luego, las acciones que puede tomar J1 son {confesar, callar} en ambos nodos (1 y 2).

Por lo tanto, las estrategias que dispone J1 son: (1) confesar si el juez está a favor de la detención por sospecha (DPS) y confesar si no lo está, (2) confesar si el juez está a favor de la DPS y callar si no lo está, (3) callar si el juez está a favor de la DPS y confesar si no lo está, (4) callar si el juez está a favor de la DPS y callar si no lo está.

El J2, por su parte, enfrenta un único conjunto de información compuesto de 4 nodos. Esto sucede, puesto que J2, aún cuando sabe que J1 tiene información privilegiada, desconoce dicha información y no sabe exactamente en cual nodo del juego se encuentra. Las estrategias disponibles para J2 son entonces: (1) confesar, (2) callar.

El juego anterior representado en forma estratégica (normal) es:

Tabla 0-1: Juego del ejemplo 2 en formato normal.

| | | J2 | |
|----|-------------------|---------------|----------------|
| | | Confesar | Callar |
| J1 | Confesar-Confesar | 1 | 0 |
| | Confesar-Callar | $\frac{2}{3}$ | $\frac{10}{3}$ |
| | Callar-Confesar | $\frac{1}{3}$ | $\frac{8}{3}$ |
| | Callar-Callar | 0 | 6 |

Dado que nos enfrentamos a un juego bayesiano, para calcular los equilibrios y los pagos en la forma normal del juego, debemos considerar los pagos esperados. Por ejemplo, en el desenlace {Confesar-Callar; Confesar} el pago para J1 es $1 \cdot \frac{2}{3} + 0 \cdot \frac{1}{3} = \frac{2}{3}$. Por su parte el pago para J2 de este desenlace es $1 \cdot \frac{2}{3} + 5 \cdot \frac{1}{3} = \frac{7}{3}$.

Utilizando la definición de equilibrio de Nash podemos ver que este juego dispone de dos equilibrios bayesianos (de Bayes-Nash) en estrategias puras. Estos son los perfiles {Confesar-Confesar; Confesar} y {Confesar-Callar; Callar}.

Dado el concepto de punto focal de teoría de juegos, unido a la definición de Pareto Optimalidad, existen investigadores en teoría de juegos que piensan que el Equilibrio de Nash más probable es {Confesar-Callar; Callar} puesto que en este, ambos jugadores se encuentran en mejor posición que el equilibrio {Confesar-Confesar; Confesar}.



Un segundo enfoque, es un enfoque de aprendizaje previo. Este enfoque reconoce que las subastas ya entraron en un contexto de juego repetido que hace que las incertidumbres sobre los *tipos* de los otros jugadores se diluyan.

En la presente tesis, dado el conocimiento mutuo de años de participación conjunta en el mercado eléctrico, se asumirá un esquema de aprendizaje previamente adquirido por los generadores, modelando las subastas desde el segundo enfoque anterior.

Sin embargo, la certeza en nuestro caso no es completa, porque aún existe incertidumbre en los pagos finales de una subasta, dada la aleatoriedad impuesta en el caso que exista empate entre los jugadores. En todo momento, se utilizará para ello la teoría de la utilidad esperada, según Von Neumann y Morgenstern.