



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

TEORÍA DE JUEGOS APLICADA AL MERCADO ELECTRICO CHILENO

DAVID WATTS CASIMIS

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

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK V. D. W.

Santiago de Chile, 1998



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

TEORÍA DE JUEGOS APLICADA AL MERCADO ELECTRICO CHILENO

DAVID WATTS CASIMIS

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK V. D. W.

RICARDO RAINERI B.

RENATO AGURTO

EDUARDO VARAS C.

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

Santiago de Chile, 1998

A mi madre que desde el cielo me ha dado fuerzas para continuar y a mi novia Carolina con cuyo apoyo ha acompañado este trabajo en cada una de sus etapas, soportando mis angustias y brindándome alegrías.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mi familia, novia, amigos, y compañeros por brindarme el apoyo para realizar este estudio. Además quiero agradecer a Betty, Patricio, Virginia, Elena y a todo el personal y cuerpo docente del departamento, que con pequeños detalles hicieron mas grata mi estancia en el.

También quiero agradecer muy afectuosamente a Don Hugh, que me ha prestado ayuda en todas sus formas, sin la cual este trabajo no sería el mismo.

Se agradece el apoyo de Fondecyt y de Endesa a través de su Unidad de Investigación y Desarrollo en la Universidad Católica de Chile

Finalmente agradezco a los ingenieros Renato Agurto y Ricardo Raineri por sus evaluación y contribución al presente documento.

David Eduardo Watts Casimis

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INDICE DE TABLAS	vi
INDICE DE FIGURAS	vii
RESUMEN	ix
ABSTRACT	x
I. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Estructura de la tesis	2
1.2 El Mercado Eléctrico Chileno	3
1.2.1 El Sector de la Generación	5
1.2.2 El Sector de la Transmisión	12
1.2.3 Teoría de Juegos	14
II. COMPETENCIA EN MERCADOS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	16
2.1 Objetivos	17
2.2 Modelación	17
2.2.1 Escenario	20
2.2.2 Juego Secuencial de Dos Jugadores	23
2.2.3 Juego Simultáneo de Dos Jugadores	26
2.2.4 Juego Secuencial de Tres Jugadores	28
2.2.5 Juego Simultáneo de Tres Jugadores	30
2.3 Simulaciones	32
2.3.1 Duopolio	33
2.3.2 Oligopolio	36
2.4 Conclusiones	39
III. ENTRADA LIMITADA AL SEGMENTO DE LA TRANSMISIÓN	44

3.1	Competencia Potencial de un Transmisor	46
3.1.1	Modelo Líder - Seguidor.....	46
3.1.2	Modelo de Participación de Mercado Proyectada.....	49
3.2	Competencia Potencial de un Generador.....	53
3.3	Discusión	55
3.4	Conclusiones Finales	57
IV.	OFERTAS DE PRECIO VERSUS COSTOS EN EL DESPACHO DE LA GENERACIÓN EN EL MERCADO CHILENO	58
4.1	Introducción.....	58
4.2	Objetivos.....	59
4.3	Alternativas de Simulación.....	60
4.3.1	Criterio de Maximin.....	64
4.3.2	Eliminación de Estrategias Dominadas.....	65
4.3.3	Minimax	66
4.3.4	Valor Esperado.....	66
4.4	Metodología Propuesta.....	66
4.5	Suposiciones	71
4.6	Modelación.....	72
4.6.1	Tratamiento de la Hidrología y su Impacto en el Beneficio.....	75
4.6.2	Impacto del Precio de Oferta en el Beneficio.....	79
4.6.3	Algoritmo de Solución y Metodologías Utilizadas	82
4.7	Resultados y Conclusiones	96
4.7.1	Cambio de posición entre el Laja y una Central de C. Combinado.....	106
4.8	Limitaciones del Modelo.....	111
4.9	Discusión	113
4.9.1	Precio de Oferta Anual.....	115
4.9.2	Valor de la Energía.....	116
4.9.3	Paralelo con la Situación Actual	119
	BIBLIOGRAFIA	122

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Principales Empresas.....	5
Tabla 2.1 Equilibrio del Duopolio.....	34
Tabla 2.2 Equilibrio del Oligopolio.....	37
Tabla 2.3 Comparación Según Numero de Firmas.....	38
Tabla 2.4 Sensibilidad del equilibrio al precio de compra	39
Tabla 3.1 Resultados	48
Tabla 3.2 Precio de Entrada Limitada	51
Tabla 4.1 Comparación Modelo - Realidad.	69
Tabla 4.2 Precios de Oferta (Centrales Independientes)	97
Tabla 4.3 Propiedad de las Centrales	98
Tabla 4.4 Precios de Oferta Resultantes (Centrales Agrupadas).....	99
Tabla 4.5 Comparación Modelo CNE – Modelo Propuesto.....	100
Tabla 4.6 Precios de Nudo.....	100
Tabla 4.7 Comparación Despacho Según Precios v/s Según Costos	102
Tabla 4.8 Precios de Nudo en Despacho Según Precios v/s Según Costos.....	104

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Estructura del Mercado Eléctrico.....	7
Figura 2.1 Competencia con Transmisión Paralela.....	19
Figura 3.1 Competencia Potencial.....	46
Figura 3.2 Precio de Entrada Limitada.....	51
Figura 4.1 Criterio Maximin.....	65
Figura 4.2 Decisión de oferta de la Firma.....	70
Figura 4.3 Representación del mercado.....	73
Figura 4.4 Composición del “Beneficio” de una Central Hidráulica.....	77
Figura 4.5 Composición del “Beneficio” de una Central Térmica.....	78
Figura 4.6 Algoritmo de Solución.....	83
Figura 4.7 Análisis de Sustentación.....	88
Figura 4.8 Algoritmo de Optimización de Estrategias.....	89
Figura 4.9 Algoritmo de estimación del Precio Límite.....	93
Figura 4.10 Criterio Maximin Aplicado al Modelo.....	96
Figura 4.11 Comparación Modelo CNE - Modelo Propuesto.....	101
Figura 4.12 Comparación Despacho Según Precios v/s Según Costos.....	103
Figura 4.13 Generación del Laja manteniendo su posición.....	108
Figura 4.14 Generación del Laja al subir una posición en la curva de carga.....	108

Figura 4.15 Generación de Ccomb1 manteniendo su posición	110
Figura 4.16 Generación de Ccomb1 al bajar una posición en la curva de carga.....	110
Figura 4.17 Composición del “Beneficio” Valorando la Energía a Precio Marginal	118

RESUMEN

El presente documento se centra en el estudio de algunas situaciones competitivas propias del mercado eléctrico. Estos estudios se han inspirado en la realidad del mercado eléctrico chileno, intentando contribuir a la mejor comprensión de este y de las fuerzas que lo guían. Para su desarrollo se ha optado por aplicar técnicas de Teoría de Juegos, teoría de punta en la modelación de mercados integrados por un número reducido de agentes.

El estudio comienza analizando el mercado de la transmisión eléctrica, modelando el manejo de los peajes que puede ejercer el transmisor dentro del rango de ambigüedad y holgura que le deja la ley. Utilizando modelos estadísticos de costo, circuitos radiales y distintos modelos conductuales para las firmas, se ha modelado el accionar del transmisor y como este puede alzar los peajes, sin dejar de evitar la entrada de nuevas firmas a este segmento. Además se ha logrado explicar como se reduce el poder de mercado del transmisor cuando su potencial competencia posee un cierto grado de demanda cautiva, situación en la cual la firma establecida ve mermada parte de sus ganancias monopólicas debido al mayor costo que le significa limitar la entrada de esta firma.

El estudio finaliza abordando el mercado de la generación eléctrica. Para este mercado se analiza el impacto de pasar del sistema de despacho en base a costos que se realiza actualmente, a otro en base a precios de oferta libres, similar a los utilizados en Colombia e Inglaterra. Para esto se desarrolló un algoritmo heurístico, que utilizando la concurrencia de distintos criterios, estima los precios de oferta de las centrales, así como el nivel de tarifas del mercado. Este algoritmo incorpora la utilización del modelo GOL, logrando una directa relación entre sus resultados y el mercado eléctrico nacional. Finalmente el modelo representa el comportamiento de las centrales actuando tanto en forma independiente como coludidas, describiendo el alza de tarifas que se produce en ambos escenarios.

ABSTRACT

The aim of this work is to assess two competitive situations that could arise in the Chilean electricity market using a game theory approach.

The study starts reviewing the Chilean electric law and evaluating its results. The focus is to understand its limitations and the opportunities for a reduced number of firms to exercise market power in an imperfect market.

The first study presents the consequences of the defects in the regulation of transmission, and describes the inefficient competition that is taking place in this sector. A study is made of how the main transmission company could rise prices taking advantage of the limitations of the law. The principles that would guide the behavior of the established firm are assessed.

The second study evaluates the benefits of using a price bidding process to dispatch the generators, instead of the actual system based on marginal audited costs. A simulation is made of this market with bids, determining the resultant increase of prices. A direct link with the real market is made to project conclusions further than that of a theoretical exercise.

I. INTRODUCCIÓN

Dentro de los grandes cambios a los que han estado sujetos los mercados eléctricos de una gran cantidad de países en las últimas décadas, podemos destacar al sector de la generación de energía eléctrica como el primer foco y fuente de inspiración de dichos cambios. Estos cambios han tendido a la liberalización de dichos mercados, proceso que se ha llevado a cabo mediante la privatización de las grandes empresas estatales y la creación de cuerpos legales que han tratado de normar el funcionamiento de estos mercados. Dichos cuerpos aparecen promoviendo la competencia y evitando cobros excesivos y comportamientos monopólicos por parte de las empresas eléctricas.

Con el transcurrir del tiempo y la experiencia que se ha ganado en esta área, nuevos países se han sumado a esta corriente privatizadora que generalmente ha resultado en altos índices de eficiencia y una solución para las restricciones de capital de los países de menor desarrollo. Es así como a medida que más países se han abierto a la competencia, los restantes han aprendido de la experiencia de otros y han creado complejos marcos regulatorios que han de aplicar las más novedosas y complejas teorías económicas en la búsqueda de la organización para el sector que mejor se adecue a su realidad, logrando además superar los defectos detectados en los mercados de otros países.

En el contexto arriba descrito, y apoyándose en lo intensivo en capital que es este sector y el reducido número de agentes o firmas que lideran su funcionamiento, la teoría de juegos ha surgido con mucha fuerza como un apoyo en la modelación y estudio de los mercados. Basándose en simples ejemplos, con muy pocos participantes, se ha logrado capturar los principales efectos de determinadas políticas sobre el mercado. Es en este contexto es donde este trabajo ha optado por tomar dos situaciones del mercado eléctrico chileno y modelarlas a través de la teoría de juegos. La primera se apoya en el mercado de la transmisión eléctrica pero manteniéndose aún muy cercano a la teoría. En el segundo escenario elegido se ha recogido una situación altamente real, modelando la problemática de la elección del precio de oferta al despacho en el mercado de la generación eléctrica.

1.1 ESTRUCTURA DE LA TESIS

El presente documento se organiza de la siguiente forma:

El primer capítulo realiza una breve descripción del mercado eléctrico chileno, para luego introducirse en mayor detalle en los sectores de la transmisión y generación de energía eléctrica. Luego de describir sus principales actores se refiere al marco legal que los rige y sus resultados, introduciendo al lector en los temas que dan origen a este estudio.

Dado que este estudio se centra en el análisis de tres situaciones distintas, dos basadas en el sector de la transmisión de energía eléctrica y un tercero basado en el sector de la generación, se ha optado por presentar los respectivos modelos en forma totalmente independiente. De esta forma, todas las simulaciones, análisis y conclusiones se encuentran dentro del capítulo respectivo, dejando de lado la estructura tradicional de una tesis, en busca de una mejor comprensión de los tópicos tratados.

El capítulo dos se centra en el mercado de la transmisión de electricidad. Aplica los modelos clásicos de oligopolio y competencia en cantidades a una línea seleccionada del Sistema Interconectado Central. De esta forma representa la competencia que se produce entre líneas paralelas que buscan abastecer a un consumo industrial ubicado al otro extremo de la línea.

El capítulo tres se basa en el mismo escenario del capítulo anterior, pero incluyendo además una demanda adicional de clientes regulados y la potencial competencia tanto de generación local como de transmisión paralela. De este modo se reproduce la forma en que la firma de transmisión establece sus tarifas limitando la entrada de nuevas firmas al segmento.

Por último el capítulo cuatro se centra en el estudio del mercado de la generación eléctrica. Analiza el impacto que tendría el instaurar un sistema de oferta de precios al despacho, en lugar del despacho en base a costos que se realiza actualmente. Para esto propone un modelo de simulación basado en el Modelo GOL y en teoría de juegos.

1.2 EL MERCADO ELECTRICO CHILENO

El presente capítulo tiene por objetivo dar una visión general del mercado eléctrico chileno, centrándose en caracterizar los mercados de la generación eléctrica y de la transmisión de esta. Con esto el autor pretende lograr la comprensión de la problemática que inspira este informe y el sentido de los modelos propuestos.

El mercado eléctrico chileno ha sido pionero en el mundo en la apertura y liberalización que sus marcos regulatorios han implantado. La reestructuración del sector comienza en 1978 [Rudn94] y ya en 1982 se traduce en el cuerpo del DFL1 del Ministerio de Minería que establece las bases de eficiencia económica que caracterizan al sistema actual. Finalmente se norma el funcionamiento de los centros de despacho económicos de carga a través del Decreto Supremo N° 6 del año 1985, con lo que se concluye la cirugía mayor aplicada a este sector.

El nuevo esquema propuesto por este marco regulatorio busca el establecimiento de las condiciones básicas para alcanzar la eficiencia económica del sector. Sus principales características son:

a) Establecer un Mercado de Generación de Energía Eléctrica Competitivo

Para esto se instaura la operación coordinada de las centrales de generación de energía eléctrica en torno a un despacho único. Las centrales son remuneradas sobre la base de una tarifa marginalista y son despachadas en base a sus costos variables de generación. Finalmente se establece la utilización de modelos de tarificación y se mantiene una cierta porción de clientes sometidos a precios regulados debido a su menor capacidad de negociación.

b) Regular los Sectores de la Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.

En el caso de la distribución de energía se establece un sistema de competencia por comparación, remunerándose a la firma con los costos medios de distribución en que incurriría una firma modelo (V.A.D.). Los consumidores regulados que sean surtidos por esta firma cancelarán el V.A.D. mas el costo de generación-transmisión de la barra en que compra la energía la firma distribuidora.

En el caso de la transmisión se establece el libre acceso a las redes y un sistema de pago mixto, que por una parte incorpora el efecto marginal de las pérdidas y por otro, mediante el cargo de peajes, pretende que el transmisor logre recolectar un pago que remunere sus inversiones con una tasa del 10% en un horizonte de 30 años.

Habiendo explicado los principales lineamientos del marco regulatorio del sector, solo resta por describir las características del mercado al cual se está aplicando esta normativa.

El mercado eléctrico chileno está formada por seis sistemas eléctricos de potencia [Rudn95]:

- Sistema Interconectado Central (SIC)
- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)
- Sistema Aysen
- Sistema Puerto Natales
- Sistema Punta Arenas
- Sistema Puerto Porvenir

De estos los mas importantes son el SIC y luego el SING. El primero de estos abastece a cerca del 93% de la población, cubriendo el grueso del norte chico, las zonas sur y centro del país. Para el año 1996 registró una demanda máxima de 22.424 GWh y una potencia instalada de 4.859 MW caracterizándose por un consumo residencial e industrial y una importante dependencia de la hidrología (en 1996 el 76% de la generación tuvo origen hidráulico).

El segundo sistema interconectado, en cuanto a importancia se refiere, es el SING que como su nombre lo indica alimenta al norte grande del país. Eminentemente térmico y con un consumo principalmente industrial minero, registró una demanda para igual período de 5469GWh y una potencia instalada de 1148MW.

El mercado eléctrico chileno está caracterizado por una alta concentración de la propiedad [Rain96] y está bastante integrado tanto horizontal como verticalmente. Existen tres grupos económicos que concentran el grueso de los recursos de generación (Gener, Colbun, Endesa). De estos Endesa, como parte del grupo Enersis, cuenta con la ventaja de poseer participación en los sectores de la

transmisión a través de Transelec y distribución a través de Chilectra. Abasteciendo así al grueso de los clientes en estos sectores. Véase la Tabla 1.1 que enumera las principales firmas participes en los tres sectores tanto del SING como SIC. Además se ha marcado con una (E) a las firmas vinculadas a Endesa y con una (G) a las vinculadas a Gener.

Tabla 1.1 Principales Empresas

<i>Principales Participantes</i>		
	SIC	SING
Generación	Endesa	Electroandina
	Pehuenche (E)	Edelnor
	Pangue (E)	Norgener
	Gener	Endesa
	Guacolda (G)	
	Colbún	
	Pullinque Pilmaiquén Arauco Generación	
Transmisión	Transelec (E)	Edelnor
	Chilectra (E)	Elecda
Distribución	C.G.E.	Emelari
	Chilquinta	Eliqsa
	Conafe	
	Emec	

1.2.1 El Sector de la Generación

El sector de la generación se caracteriza por la perfecta separación de la operación del sistema con el mercado de los contratos. Esta característica se hace explícita en la mayoría de los mercados eléctricos competitivos existentes, observándose principalmente dos corrientes: La de establecer un despacho según los

costos variables de generación y la de hacer ofertas de precios y despachar sobre la base de estas.

Chile, Argentina, Bolivia y Perú, entre otros, han optado por el modelo tradicional de despachos según costos. Mientras que Colombia e Inglaterra optaron por el despacho según ofertas de precio en una base horaria [Pere96][Rudn98].

El escenario que caracteriza al mercado nacional es representado en la Figura 1.1, donde se ilustra la dualidad antes mencionada. Los grandes generadores¹ se organizan en torno al **CDEC** (Centro de Despacho Económico de Carga), organismo que tiene por función la coordinación de la operación del sistema, destacándose las siguientes tareas:

- a) Garantizar la operación a mínimo costo.

Para esto el CDEC debe planificar la operación de largo, mediano y corto plazo mediante la utilización de modelos matemáticos de programación hidrotérmica que entre otras cosas optimizan el uso de los embalses.

- b) Preservar la Seguridad de Servicio.

Esta labor pasa por la planificación y coordinación del mantenimiento mayor de las unidades y de la definición de niveles de reserva.

- c) Coordinar a las Empresas de Generación – Transmisión.

En este ámbito es el CDEC quien se encarga de mantener la operación integrada del sistema, además de recolectar la tarifa marginal dispuesta para el sistema de transmisión.

¹ Entiéndase por grandes generadores a aquellos que al incorporarse al sistema poseen una potencia instalada mayor al 2% de la potencia instalada del sistema al constituirse el CDEC. Según establece la ley son estos generadores quienes tienen el derecho de participar en el CDEC.

En la misma figura se indican los precios que se utilizan para valorizar las transferencias de energía entre los distintos agentes del mercado. Para balancear los montos de energía contratados con los realmente generados, se valorizan las transferencias entre generadores (déficits o excedentes) al costo marginal de corto plazo. Finalmente se observa a las distribuidoras comprando a precio regulado o Precio de Nudo² y a los clientes libres a precios libres, es decir libres en duración, condiciones y precio.

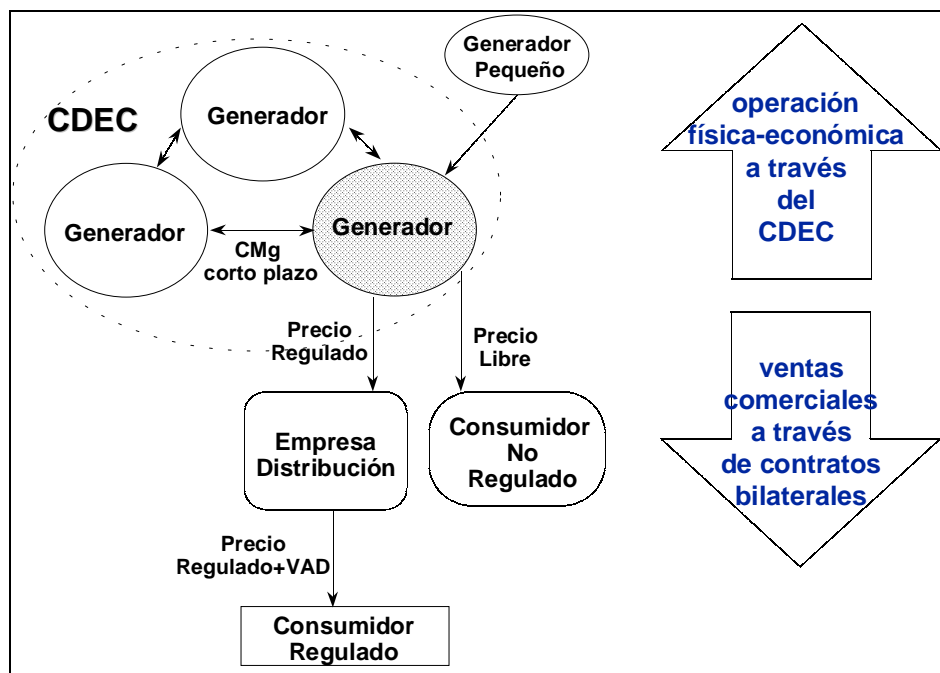


Figura 1.1 Estructura del Mercado Eléctrico

² Véase mas adelante su definición.

El Precio de Nudo corresponde a un promedio ponderado actualizado de los costos marginales teóricos de generación de los próximos 16 trimestres. Es calculado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía a través del modelo GOL.

1.2.1.1 Modelo GOL

En el sector eléctrico chileno y en particular en el SIC, se utilizan distintos modelos matemáticos para planificar la operación hidrotérmica de los sistemas eléctricos y calcular las tarifas reguladas. Uno de ellos es el modelo GOL, que se describe a continuación, y que ha sido utilizado en los estudios de este trabajo.

El modelo GOL³ (Gestión Óptima del Laja) nace con la necesidad de estimar la demanda de carbón que requieren las centrales del SIC para abastecerlo. El modelo programa la operación de las centrales en un horizonte de 10 años, gestionando la óptima utilización de las aguas del Laja.

El lago Laja, ubicado a unos 500 kms de Santiago tiene una capacidad de 6.800 GWh y un afluente anual de 3.820 GWh. De sus aguas se alimentan las centrales El Toro (400 MW), Antuco (300 MW) y Abanico (136 MW), esta última genera las filtraciones del Laja. Dada la magnitud de este recurso hidráulico y su capacidad de regulación interanual es posible imaginar el gran impacto que tiene la programación del uso de sus aguas en los costos de generación y he ahí la importancia que tiene el Laja y los modelos que planifican su uso [Watt97].

³ La versión del modelo GOL, utilizada como base para las presentes simulaciones, fue adaptada por el ingeniero Andrés Hernández para ser utilizada en un PC, y se encuentra disponible en la página WEB del Departamento de Ingeniería Eléctrica.

1.2.1.1.1 Características del Modelo

Optimiza la utilización de las aguas del Laja en busca de la Minimización del Costo Esperado Actualizado de Operación y Falla del SIC. Para esto solo modela al lago Laja como un embalse con capacidad de regulación. Las demás centrales hidráulicas son modeladas como centrales de pasada, es decir, son restadas directamente de la demanda, sin la posibilidad de alterar su estrategia de generación.

Utiliza programación dinámica y modela al sistema uninodalmente no representando al sistema de transmisión. Permite simular horizontes de hasta 20 años, aunque normalmente se utiliza a 10 años. Utiliza períodos trimestrales y representa la demanda a través de un bloque de energía y una punta de potencia.

1.2.1.1.2 Representación de las Centrales

Centrales Térmicas

Se representa a las centrales a través de su costo variable, que se supone independiente del nivel de carga.

$$C_{Variable} = C_{Variable\ no\ Combustible} + R_{endimiento} * C_{Variable\ Combustible}$$

Los parámetros relevantes de las centrales son la potencia máxima, factores de planta mínimo y máximo en cada período considerando su indisponibilidad (mantenimientos programados y fallas).

Centrales Hidroeléctricas

A excepción de las centrales del Laja las centrales hidroeléctricas son representadas por su potencia disponible en cada trimestre, además de la energía máxima generable para cada hidrología y trimestre

Centrales del Laja

Contiene expresiones matemáticas que relacionan el caudal o gasto (m^3/s) con la generación, así como la eficiencia según el nivel del lago. También incorpora una expresión que describe las filtraciones en función de la cota del lago.

Costo de Falla

Para dar holgura al problema de optimización se incluye el costo de falla como si fuera otra central, este es representado por tres tramos de costo dependiendo de la profundidad de la falla. Este costo representa el costo de desabastecimiento de los consumidores, costo que forma parte de la función objetivo a optimizar. Es decir, la función objetivo del problema incluye un costo de desabastecimiento mayor al costo de generación las centrales instaladas, de manera de propiciar el abastecimiento de la demanda y penalizar las situaciones donde esta no es satisfecha.

1.2.1.1.3 Metodología Utilizada

El programa se organiza en dos etapas, una primera etapa de optimización y una segunda de simulación. En la primera se calculan los valores estratégicos⁴ para cada cota en todos los períodos y en la segunda se entrega valores esperados de las variables de interés luego del sorteo hidrológico (Método de Montecarlo). Es importante notar que el modelo utiliza para sus cálculos las hidrologías de 40 años, desde 1940/41 hasta 1980/81, y que utiliza el esquema de Azar-Decisión.

La función de objetivos es $\text{MIN } E (C_{\text{operación}} + \text{falla})$ y los estados son las distintas cotas del Laja (sobre los 1300 msnm). Esta cota se ha discretizado y debe cumplir con ciertos límites que definen la banda aprovechable del lago Laja.

Cada cota tiene asociada un valor estratégico del agua almacenada, que como se señaló anteriormente corresponde al mínimo valor esperado de los costos de operación y falla desde dicha cota hasta el final del período de análisis. Es decir, el valor estratégico de la cota representa el valor del agua que se tiene almacenada.

Conociendo el vector de valores estratégicos de un período para todas las cotas, se puede calcular el valor estratégico de todas las cotas del período anterior,

⁴ Entiéndase por valor estratégico de una cota el mínimo costo de operación y falla futuro desde la cota y periodo que se está analizando hasta el final del horizonte simulado.

calculando el promedio de los mínimos costos de operación y falla mas los valores estratégicos para todos las hidrologías en estudio.

1.2.1.1.4 Aplicaciones del Modelo GOL

- Actualmente es utilizado semestralmente por la CNE para fijar los precios de nudo que rigen a los clientes regulados. Para esto lo corre a 10 años con un plan de obras que se supone ajusta óptimamente a la demanda, es decir es aquel que minimiza el costo actualizado de operación, falla e inversión. El precio de nudo corresponde al promedio ponderado por la demanda y actualizado de los costos marginales teóricos de generación de los próximos 16 trimestres.
- Se utiliza para empalmar con modelos de operación de plazos mas cortos. A ellos les entrega un valor del agua para poder valorizar el agua que dejan al final del período de análisis.
- Evaluación de proyectos de inversión y comparación de planes de obras.
- Simulaciones varias para análisis financiero.
- Determinar costos marginales futuros que permitan optimizar el diseño de centrales.

1.2.2 El Sector de la Transmisión

1.2.2.1 Marco Legal

El marco regulatorio vigente establece la obligación del transmisor de dar libre acceso a la red, además de la obligación de interconexión. A pesar que reconoce la existencia de economías de escala no establece un monopolio legal, sino que quien desee podrá expandir la red, no existiendo un proceso regulado de expansión de la red.

La remuneración de la transmisión se hace mediante una tarifa compuesta por dos partes, el ingreso tarifario y el peaje.

1.2.2.2 Tarificación

La tarifa con que se remunera la transmisión apunta a pagar a las instalaciones un 10% de rentabilidad en un plazo de 30 años, considerando para esto el valor nuevo de reemplazo de estos equipos (VNR). La tarifa se compone de dos partes, el ingreso tarifario y el peaje.

El ingreso tarifario (IT) corresponde a la diferencia de costos marginales de los nodos de inyección y retiro de la red. Este pago representa esencialmente las pérdidas marginales de la red en ausencia de saturación y remunera sólo una parte del sistema de transmisión. El IT se calcula mediante la siguiente expresión:

$$IT = Cmg_i * E_i - Cmg_j * E_j$$

Donde i y j corresponden a la barras de retiro e inyección respectivamente, E_i a las inyecciones de energía (o potencia) y Cmg_i al costo marginal en dicha barra.

El peaje es la porción restante del costo de la transmisión que permite compensar el VNR de los equipos al 10% en el horizonte de 30 años.

Su forma de calculo es la siguiente:

$$Peaje = AVNR + COYM - IT$$

Donde *AVNR* es la anualidad del valor nuevo de reemplazo (VNR) utilizando la tasa y período antes mencionado. y *COYM* son los costos de operación y mantenimiento.

La ley introduce el concepto de áreas de influencia para establecer las instalaciones sobre las cuales deberá pagar peajes la firma generadora. En base a este concepto además introduce la distinción entre peaje básico y peaje adicional y establece además que las instalaciones serán pagadas por sus usuarios en proporción a su potencia máxima transitada. Las definiciones de los términos antes mencionados son las siguientes:

Area de Influencia: Son todas las instalaciones del sistema eléctrico directa y necesariamente afectadas por la inyección de potencia y energía de una central.

Peaje Básico: corresponde al pago que se hace a la transmisión por las instalaciones comprendidas dentro de su área de influencia, este pago es independiente de los contratos de la central.

Peaje Adicional: corresponde al pago adicional que hace el generador cuando vende fuera de su área de influencia, dependiendo por lo tanto de los contratos comerciales que este tenga.

1.2.2.3 Resultados de la Regulación

Como resultado de la regulación en este segmento se ha dado lugar a un esquema de tarificación con un cierto margen de ambigüedad⁵ y producto de la negociación entre las partes, falta de incentivos para expandir la red, dejando abierta las puertas a la competencia en un sector donde bajo criterios de eficiencia económica no es conveniente⁶. De hecho se han presentado diversas situaciones de competencia en transmisión dentro de las que se destacan las siguientes:

- A nivel de transmisión troncal se ha dado que empresas generadoras establecen circuitos paralelos a los existentes y con una igual o menor tensión.
- A nivel de subtransmisión se ha dado que las distribuidoras desarrollan sus propios circuitos en paralelo a los ya existentes, capturando así la tarifa establecida por el regulador.

1.2.3 Teoría de Juegos

Desde hace muchas décadas se viene observando la existencia de una gran cantidad de mercados que no están tan atomizados como para utilizar los modelos de competencia perfecta, y en los que participan mas de una firma, por lo que la teoría del monopolio no es aplicable. Respondiendo a esto y a la necesidad de estudiar las situaciones donde interactúan un número de reducido de firmas, industrias altamente concentradas, donde no se puede dejar de tomar en cuenta las

⁵ En este contexto, se dice que el régimen tarifario es en cierta forma ambiguo, pues si no hay acuerdo acerca del peaje entre el transmisor y las firmas, estas estarían tomando sus decisiones comerciales sin conocer el costo de la transmisión. Finalmente el peaje dependería de un juicio cuyo resultado final es incierto.

⁶ Esta afirmación se basa en el hecho que el uso compartido de instalaciones de mayores capacidades permite aprovechar las economías de escala reinantes en el sector al momento de invertir, además de disminuir los niveles de capacidad ociosa. Sin embargo, existen otros mercados donde es preferible dejar actuar a la competencia en lugar de forzar una solución de uso de compartido de redes.

acciones de las demás firmas se ha desarrollado el estudio de los **Oligopolios No-Cooperativos** y la **Teoría de Juegos** [Nash50] [Nash52] [Dixi80] [Spen77] [Hobb92] [Tiro90] [Carl94] [Aubi82] [Fude89] [Youn98] [Ferr97] [Carl94].

La Teoría de Juegos surgió en este contexto analizando la interacción entre firmas, modelando el proceso de toma de decisiones de agentes que actúan racionalmente y que no son capaces de predecir totalmente el resultado de sus acciones.

La conducta de los agentes o firmas es modelada como un juego de estrategias o acciones, donde las acciones corresponden a fijar un precio, establecer una oferta al mercado o establecer un nivel de publicidad por ejemplo, y la firma intenta con su accionar maximizar su utilidad sin olvidar que las acciones de la otra (otras) firma (s) pueden afectar su propia utilidad, siendo este último punto el que marca la mayor diferencia entre estos modelos y los de competencia perfecta o monopolio.

Existen diversos modelos [Tabo94] [Tabo96] [Gree94] [Vick94] [Pech93] [Carl94] [Tiro90] que normalmente difieren en el número de participantes, número de períodos en los cuales interactúan, secuencia en la que toman sus acciones, definición que se tenga de la función de beneficios o pagos, etc. Algunos de estos modelos serán citados en el presente documento y por tanto se irán planteando en la medida que sean necesarios para el desarrollo de este.

II. COMPETENCIA EN MERCADOS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

La aplicación de la teoría de juegos en la modelación de mercados donde existe competencia imperfecta puede ser de gran utilidad. Ella permite visualizar si se logra la convergencia hacia el equilibrio de mercado deseado, además de establecer a priori las características de dichos equilibrios. Es en este contexto donde surge la idea de aplicar esta teoría en la modelación del mercado de la transmisión.

Como se señaló anteriormente el mercado de la transmisión chileno ha dejado al descubierto ciertas ineficiencias⁷ en su organización. Es así como vemos a firmas generadoras construyendo circuitos paralelos a los existentes y en menores tensiones, en lugar de usar los servicios de la firma de transmisión y acceder a las economías de escala que dichas instalaciones presentan. Claramente la causa guarda relación con el marco regulatorio que norma a este mercado y que como se señaló anteriormente no establece mecanismos para la expansión de la red, permite la competencia donde no es deseable⁸ y deja espacio a la negociación de los peajes en un escenario donde las firmas tienen desigual poder de negociación⁹. Son precisamente estas imperfecciones del mercado las que dan forma a este capítulo mediante la modelación de la competencia en este sector.

⁷ Entiéndase dichas ineficiencias en el contexto explicado en el punto 1.2.2.3.

⁸ El mercado de la transmisión de electricidad no es elegible para la libre competencia pues presenta claras características de monopolio natural, exhibiendo importantes economías de escala. Además compromete altos niveles de capital, siendo la mayor parte de estos costos hundidos o irrecuperables.

⁹ En el contexto de la negociación, se debe dejar en claro que la posibilidad de competencia que deja la ley en el sector, tiende a mermar parte del gran poder de negociación con que cuenta el transmisor.

2.1 Objetivos

El objetivo de las presentes simulaciones es comprender el mercado de la transmisión en el contexto competitivo que envuelve a este sector en Chile. Esto pasa por comprender el negocio, los factores que inciden en el, su estructura de costos, y los incentivos que direccionan el cálculo de los peajes cobrados a sus clientes. Todo esto dentro del marco de indefinición y negociación que deja la ley.

El foco de este estudio está en la comprensión del nivel de tarifas que puede obtener la firma transmisora en un ambiente competitivo, acercándose luego al modelo de competencia desregulada. De esta forma se pretende modelar el proceso de fijación de peajes por parte del transmisor dentro del marco de la indefinición que le deja ley.

El presente estudio contempla el planteamiento de una serie de modelos, que basándose en teoría de juegos no cooperativos, simulan el mercado de la transmisión eléctrica. Dichos modelos se basan en los modelos clásicos de Cournot y de Stackelberg [Tiro90] [Carl94] y sólo difieren entre sí en el número de jugadores y en la secuencia en que estos interactúan. El estudio finaliza analizando en detalle uno de estos modelos, el cual ha sido catalogado por el autor como el más apropiado para representar la organización del sector.

2.2 Modelación

Los siguientes modelos simulan un mercado eléctrico simplificado que pretende modelar las situaciones de competencia que han tenido lugar en el SIC en el último tiempo. Esta competencia ha tenido un carácter paralelo, pero al no interconectarse las líneas de ambas firmas no han perdido su comportamiento eléctricamente radial. Para simplificar el análisis, en el presente estudio se supone que la competencia entre dos sistemas de transmisión radiales, estén o no estén

conectados en paralelo, no lleva asociadas interconexiones eléctricas entre ambos sistemas ni las externalidades ligadas a ello¹⁰.

Cada línea de transmisión representa una firma y estas toman decisiones tales como ingresar o no al mercado y la oferta de capacidad de transmisión y por tanto de energía que harán al mercado. Las firmas prestan el servicio de transmisión de energía y no existe una limitación en la tarifa que ellas puedan cobrar por sus servicios¹¹.

El precio al que venden la energía las centrales de generación es constante y exógeno al modelo. De esta forma el precio al que está sometido el cliente es la suma del precio de la generación mas el precio que cobre el transmisor por sus servicios.

Como una forma de representar el activo papel que tiene el transmisor sobre el costo final de la energía al fijar los peajes, se ha optado por simular al transmisor comprando la energía en un extremo de la línea y vendiéndola en el otro, de manera de cargar un sobreprecio por sus servicios de transmisión. Este esquema es 100% equivalente a pensar simplemente que el transmisor cobra por sus servicios de transmisión y el cliente paga tanto por los servicios de generación como de transmisión (véase la Figura 2.1 para clarificar la estructura del modelo).

¹⁰ Dos líneas de transmisión conectadas en paralelo tienen condicionados sus flujos a las reactancias de las líneas y a las capacidades de estas.

¹¹ Entiéndase por servicio de transmisión el tomar la energía desde los nodos de generación y hacerla llegar al consumo.

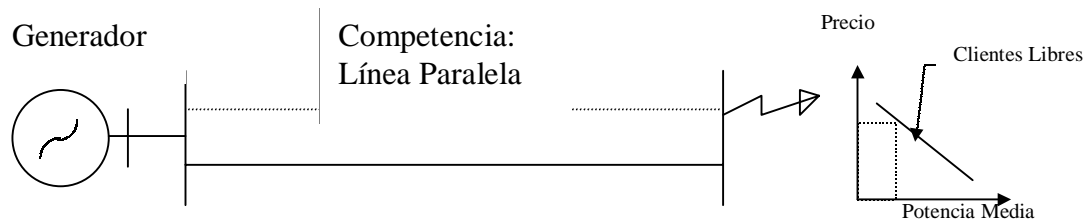


Figura 2.1 Competencia con Transmisión Paralela

La competencia entre las firmas se lleva a cabo en cantidades, es decir ambas firmas ofrecen cierta energía al mercado y el precio reinante en el mercado será aquel que evacúe dichas ofertas. La demanda a la que se enfrentan las firmas en una demanda lineal, formada por un consumo industrial no afecto a regulación de precio.

Además, las firmas buscan maximizar su utilidad, compuesta por los ingresos por ventas de energía y por los costos de la transmisión y de la energía vendida.

En las presentes simulaciones existen firmas transmisoras **establecidas**, que se ven enfrentadas a la amenaza de ingreso al mercado de nuevas firmas, en adelante firmas **entrantes**. Estas últimas evalúan la posibilidad de instalar sus líneas en forma paralela a las ya establecidas y una vez establecidas hacen su oferta de capacidad al mercado. Estos modelos constan normalmente de dos períodos, a menos que se esté simulando la competencia entre firmas establecidas. En uno de ellos las firmas entrantes invierten en su línea de transmisión, cosa que define su capacidad máxima y en la otra deciden que energía ponen en el mercado, teniendo en cuenta cual será la acción de su competidora.

Se debe notar que en este mercado se restringe la entrada de nuevas firmas, permitiéndose la entrada de solo una firma adicional en los juegos secuenciales y sólo la interacción entre firmas establecidas en los juegos simultáneos.

A modo de simplificación se ha dejado de lado criterios de seguridad de la transmisión tales como el criterio¹² de (N-1), pues para el modelo propuesto el incluirlos simplemente encarecería las inversiones al requerir instalaciones duplicadas y no introduciría aportes significativos.

2.2.1 Escenario

Para evaluar los modelos propuestos se seleccionó, dentro del sistema interconectado central, una línea radial capaz de abastecer a un cliente libre con un consumo de importante magnitud. De esta manera se busca representar la competencia entre líneas de transmisión por abastecer a dicho cliente industrial. En base a esto se seleccionó como línea tipo la línea que une a Concepción con Charrúa de 220KV y 71.8 Kms de longitud. Se simuló dicha línea abasteciendo a un cliente libre, localizado en el norte del SIC, conectándose a través de esta línea al nudo Maitencillo.

La curva de inversa de demanda de energía¹³ ha sido estimada lineal (ecuación 2.1) con una elasticidad de -0.49 [Eske98] y pasando por el punto de demanda promedio 60MW a un precio de 19.03 \$/KW. Para estimar los precios medios de compra de los clientes libres se ha optado por utilizar los datos de la fijación de Abril de 1998. De la misma forma se ha asumido la demanda de dicho consumo en 60MW promedio. El factor de carga utilizado es de 0.82 y el factor de potencia es de 0.85.

Nótese que se está utilizando el término potencia promedio en lugar de potencia máxima. En el presente informe se ha optado por referirse a las potencias promedios (o medias) como una forma de representar la energía, pero quitándole la temporalidad. Esto se debe a que el grueso del costo del suministro eléctrico a este

¹² El criterio de N-1 consiste en que el sistema debe ser capaz de seguir operando a pesar de la salida de servicio de uno de sus N elementos.

¹³ Nótese que la demanda por capacidad de transmisión es una demanda derivada de la demanda de energía.

nivel de tensión obedece a la energía pero el tratar la energía expresada en GWh introduce el molesto manejo de la variable tiempo.

Para estimar costos de inversión, costos fijos, resistencias, capacidad de las líneas y costos de transformación se han aproximados curvas estadísticas utilizando la información disponible en los informes de valores nuevos de reemplazo [Tran96]. Además para llevarla a términos actualizados se ha utilizado la información proporcionada por los informes técnicos de cálculo de precios de nudo de la CNE.

Para calcular los beneficios se ha llevado toda la información de costos e ingresos a una misma base temporal, para lo cual se ha debido llevar los VNR de las instalaciones primero a una base anual (AVNR) con una tasa del 10% en un horizonte de 30 años.

$$\text{Precio } [\$] = 57.858 - 647 \cdot \text{Potencia Media } [MW] \quad (2.1)$$

Sea K_i [MVA] la potencia aparente media ofrecida al mercado por la firma¹⁴ i . El valor de la potencia activa media ofrecida al mercado por la firma i se calculará como $K_i \cdot fp_{potencia}$ [MW], donde $fp_{potencia}$ es el factor de potencia característico del consumo.

KK_i es la capacidad máxima de la línea expresada en [MVA]. Dado lo discreto de los niveles de tensión disponibles, 66 KV, 110 KV, 154 KV, 220 KV, y 500 KV los niveles de capacidad KK_i sobre los cuales pueden optar las firmas son 21, 45, 57, 124, 110, 241, 224, 488, 1136 y 2477 MVA considerando tanto circuitos simples como dobles.

El Costo Variable de vender energía $C_{variable}(K_i, KK_i)$ corresponde al costo de compra de la energía, dado por $P_{nudo} \cdot K_i$, mas el costo de las pérdidas, dado

¹⁴ En el presente documento, al hablar de potencias aparentes K_i , el autor se refiere a las potencias aparentes netas, es decir, libres de pérdidas.

$P_{nudo} \cdot k_i \cdot K_i^2$. Donde $k_i = (R_{Linea\ i} \cdot F_{CP}) / (F_{carga}^2 \cdot 100)$ y F_{cp} es el factor de carga de las pérdidas estimado mediante la siguiente expresión [West59]: $F_{cp} = 0.7 F_c^2 + 0.3 F_c$.

Estos costos dependen del nivel de potencia transmitido por la línea, así como de su capacidad. Esta capacidad, a su vez, depende de la tensión de la línea elegida, quien en definitiva dimensionará el nivel de corrientes que por ella circulen y por tanto las pérdidas que se generen.

Las firmas valoran, en su función objetivo, solo las pérdidas que ellas producen en su propia línea pues al no estar conectadas no tienen efectos cruzado o externalidades una sobre la otra.

El participar en el mercado de la transmisión de electricidad requiere de un considerable nivel de inversión. El grueso de las instalaciones y equipos utilizados en transmisión se pierden al abandonar el negocio, por lo que corresponden a costos hundidos. El nivel de costos hundidos¹⁵ $C_{hundidos}(KK_i)$ en que incurre la firma al incorporarse al negocio, ha sido considerado igual al costo de inversión en instalaciones. Este depende del nivel de capacidad de los equipos y ha sido estimado como el valor nuevo de reemplazo de ellos (VNR). Nótese que por simplicidad, no se ha apartado de los costos hundidos los costos de transformación, que si son en parte recuperables. Los VNR de las instalaciones de transmisión han sido estimados según la siguiente expresión [Kell87] [Rain97]:

$$VNR = V^{0.55} \cdot (L/1.6093)^{0.79} \cdot e^{2.622} + 173.601 \cdot K^{0.679} \quad (2.2)$$

Donde V corresponde al nivel de tensión de la línea expresada en KV, L al largo de la línea expresada en kilómetros y K a su capacidad máxima de transmisión expresada en MVA.

Otro costo operativo del negocio es el costo de mantenimiento de las líneas y equipos, $C_{fijo}(KK_i)$. Este tiene la característica de ser fijo mientras se opere

¹⁵ Estos costos se han llamado hundidos pues tomada la decisión de construcción pasarán a ser hundidos, aunque ex ante no lo sean.

las líneas y ha sido estimado como un porcentaje del VNR de los equipos (2%), que depende a su vez de la capacidad de estos [Tran96].

2.2.2 Juego Secuencial de Dos Jugadores

Todos los modelos descritos son bastantes similares entre si, todos apuntan a optimizar el beneficio calculado como la suma de los ingresos por concepto de ventas de capacidad, menos los costos relevantes al nivel de decisión que se está tomando. En el caso de la firma entrante, dado que aun no incurre en los costos de inversión, debe incluir dichos costos al momento de dimensionar su escala óptima de entrada. Esta misma firma, una vez que haya manifestado su compromiso de permanecer en el mercado a través de la instalación de su línea, establecerá la misma optimización pero dejando de lado dichos costos, pues ya serán costos hundidos. De igual forma, la firma establecida incorpora sólo los costos variables y costos fijos al decidir la capacidad que pondrá en el mercado, dejando de lado los costos de inversión por su carácter eminentemente hundido.

Las restricciones en esta etapa son, primero satisfacer a la demanda, representada por una curva inversa de demanda lineal (ecuación 2.4). Luego vender una capacidad menor o igual a la capacidad máxima que soportan las líneas (ecuación 2.5). Finalmente, la última restricción indica que la firma entrante reacciona óptimamente ante la capacidad que ponga la firma establecida en el mercado (ecuación 2.6). Es decir, la firma está incorporando explícitamente la reacción que tendrá la firma entrante ante su accionar.

En la primera etapa del modelo, el establecido dimensiona la capacidad que pondrá en el mercado, dejando de lado los costos de inversión e incorporando la reacción que tendrá la firma entrante, según se explicó anteriormente.

$$MAX_{K_1} \{K_1 \cdot fp \cdot P_{recio} - C_{variable}(K_1) - C_{fijo}\} \quad (2.3)$$

s.a.

$$P_{recio} = a \cdot (fp \cdot K_1 + fp \cdot K_2) + b \quad (2.4)$$

$$K_1 \leq KK_1 \cdot F_{carga} \quad (2.5)$$

$$K_2 = R_2(K_1) \quad (2.6)$$

Nótese que la firma establecida ha sido denotada como firma 1 y la entrante como firma 2, por lo que la reacción óptima de la firma entrante ante la oferta de la firma establecida se denota como $R_2(K_1)$. Para clarificar dudas acerca de la notación refiérase al capítulo anterior (3.2.2) donde esta se define.

En una segunda etapa, la firma entrante decide primero la capacidad¹⁶ de sus instalaciones, para luego elegir que parte de ella ofrecerá en el mercado. Todo esto considerando como dada la oferta de la firma establecida, según la expresión arriba mencionada (primera etapa).

$$MAX_{K_2, KK_2} \{ K_2 \cdot fp \cdot P_{recio} - C_{variable}(K_2, KK_2) - C_{fijo}(KK_2) - C_{hundido}(KK_2) \}$$

s.a.

$$P_{recio} = a \cdot (fp \cdot K_1 + fp \cdot K_2) + b$$

$$K_2 \leq KK_2 \cdot F_{carga}$$

$$K_1 = \underline{K_1} \text{ cte.}$$

$KK_2 = 21, 45, 57, 124, 110, 241, 224, 488, 1136$ y 2477 MVA, para $V = 66, 110, 154, 220, 500$ KV en circuitos simples y dobles.

El primer paso para encontrar el equilibrio es encontrar la reacción de la firma entrante frente a la capacidad puesta en el mercado por la firma establecida, es decir su “curva de reacción” $K_2 = R_2(K_1)$. De esta forma la capacidad K_2 que ofrece al mercado la firma entrante, en función de la oferta de la firma establecida K_1 , está dada por la siguiente expresión:

$$R_2(K_1) = Arg\{ MAX_{K_2, KK_2} \{ K_2 \cdot fp \cdot P_{recio} - C_{variable}(K_2, KK_2) - C_{fijo}(KK_2) - C_{hundido}(KK_2) \} \}$$

s.a.

$$P_{recio} = a \cdot (fp \cdot K_1 + fp \cdot K_2) + b$$

¹⁶ En principio puede parecer confuso que se use casi indistintamente el término capacidad vendida y energía vendida, ambos términos si bien no son lo mismo en este modelo están estrechamente ligados, pues se relacionan a través de un término constante que corresponde al factor de carga del consumo, por lo que al decidir la capacidad a vender, se está decidiendo también la energía que se venderá.

$$K_2 \leq KK_2 \cdot F_{\text{carga}}$$

$$K_1 = \underline{K}_1 \text{ cte.}$$

Donde “ $\text{Arg}\{MAX_{K_2, KK_2}\{Beneficio\dots\}$ ” significa argumento que maximiza la expresión del Beneficio, es decir aquellas variables de oferta K_2 y capacidad KK_2 de la firma entrante que maximizan su propio Beneficio.

Resolviendo este problema obtenemos la curva de reacción explícita de la firma entrante. Para un nivel de tensión dado, se tiene la siguiente expresión para su utilidad:

$$\Pi_2 = a \cdot K_2^2 \cdot fp^2 + a \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot fp^2 + fp \cdot k_2 \cdot b - cv_2 - cf_2 - ch_2$$

Derivando e igualando a cero obtenemos:

$$\frac{\partial \Pi_2}{\partial K_2} = 2 \cdot a \cdot K_2 \cdot fp^2 + a \cdot fp^2 \cdot K_1 + fp \cdot b - \frac{\partial cv_2}{\partial K_2} = 0$$

Donde la derivada del costo variable está dada por:

$$\frac{\partial cv_2}{\partial K_2} = \frac{\partial}{\partial K_2} (P_m \cdot k_2 \cdot K_2^2 + P_m \cdot f_p \cdot K_2) = 2 \cdot k_2 \cdot K_2 \cdot P_m + P_m \cdot f_p$$

De esta forma obtenemos:

$$K_2 = \frac{a \cdot fp^2 \cdot K_1 + fp \cdot b - P_m \cdot fp}{2 \cdot k_2 \cdot P_m - 2 \cdot a \cdot fp^2} \quad (2.7)$$

Con $k_2 > a \cdot fp^2 / P_m$ pues el efecto marginal de las pérdidas debe ser menor al de las ventas.

K_2 corresponde a la potencia media que pone en el mercado la firma entrante como reacción a la capacidad que ponga la firma establecida (K_1). Esto está siempre sujeto a que con esta solución la firma entrante obtenga utilidades económicas positivas luego de pagarle al capital, de otra forma la firma no ingresaría al mercado. Además, este resultado es válido sólo si las restricciones de capacidad

están inactivas, pues de otra forma se ofrecería simplemente toda la capacidad instalada.

Se debe recordar que esto es el resultado de un régimen de competencia en cantidades, no incorporando la posibilidad de una guerra de precios. Una vez que la firma entrante tiene sus instalaciones construidas no sería racional tratar de echarla del mercado, pero si tratar de conseguir una mayor participación de mercado.

Habiendo calculado la oferta de la firma entrante en función de la del establecido (ecuación 2.7), se reemplaza la oferta de la firma establecida K_1 en la ecuación 2.3. De esta forma se obtiene la siguiente expresión:

$$K_1 = \frac{-b \cdot fp - \frac{a \cdot fp^3 \cdot (b - P_m)}{2 \cdot k_2 \cdot P_m - 2 \cdot a \cdot fp^2}}{2 \cdot a \cdot fp^2 + \frac{2 \cdot a^2 \cdot fp^4}{2 \cdot k_2 \cdot P_m - 2 \cdot a \cdot fp^2} - 2 \cdot k_1 \cdot P_m}$$

Esta última expresión es válida en ausencia de restricciones de capacidad, y sólo mientras al producir los ingresos superen a la suma entre los costo fijos y variables en que se incurre. La firma no debe considerar los costos hundidos, a diferencia de la firma entrante que si los considera al momento de decidir su ingreso.

Las ofertas de ambas firmas así obtenidas, obedecen a un escenario donde las firmas establecida y entrante deciden secuencialmente las capacidades que ponen en el mercado, no teniendo oportunidad de corregir dichas decisiones después. Claramente esto no corresponde a una situación sostenible en el tiempo, sino mas bien a un equilibrio transitorio del mercado. Con el tiempo las firmas tendrán la oportunidad de reconsiderar la producción que ofrecen al mercado, o la energía que contraten para vender, por lo tanto el equilibrio se tenderá a asemejar a uno donde las ofertas se realizan simultáneamente.

2.2.3 Juego Simultáneo de Dos Jugadores

Este nuevo escenario aborda la interacción de dos jugadores establecidos previamente en el mercado. Es importante distinguir si se desea analizar la interacción entre dos empresas que evalúan simultáneamente la decisión de entrada al

mercado o si ya están establecidas y simplemente seleccionan la energía que pondrán en el mercado. La importancia de esta diferenciación radica en que según ella se toma en consideración o no los costos de inversión al momento de encontrar el equilibrio de mercado. Además se observa que una vez incurridos los costos de inversión se tiene una mayor propensión a colocar en el mercado una mayor capacidad por parte de las firmas, puesto que los costos marginales de la capacidad ex ante y ex post son distintos [Bain56] [Baum81] [Bern84] [Dixi80] [Schm81].

Cuando las firmas ya están establecidas el problema se reduce a intersectar sus funciones de reacción, cuya expresión fue calculada en el capítulo anterior (ecuación 2.7).

$$R_1(K_2) = \text{Arg}\{ \text{MAX}_{K_1} \{ K_1 \cdot fp \cdot P_{\text{recio}} - C_{\text{variable}}(K_1) - C_{\text{fijo}} \} \}$$

s.a.

$$P_{\text{recio}} = a \cdot (fp \cdot K_1 + fp \cdot K_2) + b$$

$$K_1 \leq KK_1 \cdot F_{\text{carga}}$$

$$K_2 = \underline{K_2} \text{ cte.}$$

$$R_2(K_1) = \text{Arg}\{ \text{MAX}_{K_2} \{ K_2 \cdot fp \cdot P_{\text{recio}} - C_{\text{variable}}(K_2) - C_{\text{fijo}} \} \}$$

s.a.

$$P_{\text{recio}} = a \cdot (fp \cdot K_1 + fp \cdot K_2) + b$$

$$K_2 \leq KK_2 \cdot F_{\text{carga}}$$

$$K_1 = \underline{K_1} \text{ cte.}$$

Nótese que los costos variables y fijos aquí solo dependen de la capacidad vendida, a diferencia del modelo anterior donde también dependían de la capacidad máxima. Esto se debe a que la capacidad de las firmas establecida es constante y no una variable de decisión como lo es para las firmas que evalúan su ingreso al mercado.

$$K_1 = \frac{a \cdot fp^2 \cdot K_2 + fp \cdot b - P_m \cdot fp}{2 \cdot k_1 \cdot P_m - 2 \cdot a \cdot fp^2} \quad K_2 = \frac{a \cdot fp^2 \cdot K_1 + fp \cdot b - P_m \cdot fp}{2 \cdot k_2 \cdot P_m - 2 \cdot a \cdot fp^2}$$

Resolviendo se obtienen las siguientes expresiones para K_1 y K_2 :

$$K_1 = \frac{\frac{a \cdot fp^3 \cdot (b - P_{m1})}{(2 \cdot k_1 \cdot P_{m1} - 2 \cdot a \cdot fp^2) \cdot (2 \cdot k_2 \cdot P_{m2} - 2 \cdot a \cdot fp^2)} + \frac{a \cdot fp \cdot (b - P_{m1})}{(2 \cdot k_1 \cdot P_{m1} - 2 \cdot a \cdot fp^2)}}{1 - \frac{a^2 \cdot fp^4}{(2 \cdot k_1 \cdot P_{m1} - 2 \cdot a \cdot fp^2) \cdot (2 \cdot k_2 \cdot P_{m2} - 2 \cdot a \cdot fp^2)}}$$

$$K_2 = \frac{\frac{a \cdot fp^3 \cdot (b - P_{m2})}{(2 \cdot k_1 \cdot P_{m1} - 2 \cdot a \cdot fp^2) \cdot (2 \cdot k_2 \cdot P_{m2} - 2 \cdot a \cdot fp^2)} + \frac{a \cdot fp \cdot (b - P_{m2})}{(2 \cdot k_2 \cdot P_{m2} - 2 \cdot a \cdot fp^2)}}{1 - \frac{a^2 \cdot fp^4}{(2 \cdot k_1 \cdot P_{m1} - 2 \cdot a \cdot fp^2) \cdot (2 \cdot k_2 \cdot P_{m2} - 2 \cdot a \cdot fp^2)}}$$

Estas potencias medias son validas mientras las restricciones de capacidad se mantengan inactivas, y las firma se mantengan obteniendo utilidades económicas positivas. Se debe recordar que las firmas no incorporan en su función de beneficio los costos de inversión pues a estas alturas corresponden a costos hundidos.

2.2.4 Juego Secuencial de Tres Jugadores

Dado un escenario donde existen dos firmas previamente instaladas y una tercera firma que evalúa su entrada al mercado, podríamos preguntarnos como cambian las expresiones anteriormente calculadas para el caso de dos jugadores.

Para obtener las ofertas de las firmas es necesario resolver el problema en dos etapas. En una primera etapa se calculan las capacidades ofrecidas por las firmas establecidas, cosa que se hace encontrando un equilibrio de ofertas simultaneas entre dichas firmas tal como se detalló anteriormente, pero ahora incorporado además la oferta del entrante como una constante por determinar.

El problema a resolver entonces es el siguiente:

$$MAX_{K1} \{K_1 \cdot fp \cdot P_{recio} - C_{variable}(K_1) - C_{fijo}\}$$

s.a.

$$P_{recio} = a \cdot (fp \cdot K_1 + fp \cdot K_2 + fp \cdot K_3) + b$$

$$K_1 \leq KK_1 \cdot F_{\text{carga}}$$

$$K_3 = R_3(K_1, K_2)$$

$$K_2 = \underline{K_2} \text{ cte.}$$

$$MAX_{K_2} \{ K_2 \cdot fp \cdot P_{\text{recio}} - C_{\text{variable}}(K_2) - C_{\text{fijo}} \}$$

s.a.

$$P_{\text{recio}} = a \cdot (fp \cdot K_1 + fp \cdot K_2 + fp \cdot K_3) + b$$

$$K_2 \leq KK_2 \cdot F_{\text{carga}}$$

$$K_3 = R_3(K_1, K_2)$$

$$K_1 = \underline{K_1} \text{ cte.}$$

Donde K_1 y K_2 corresponden a las potencias medias ofrecidas por las firmas establecidas y K_3 a la oferta de la firma entrante.

Luego, en una segunda etapa, la firma entrante fija su oferta tal como se explicó anteriormente en el caso secuencial, pero en lugar de incorporar como dadas la oferta de una firma establecida, ahora lo hace con la oferta de las dos firmas.

Finalmente el problema del entrante se resume en las siguientes ecuaciones:

$$MAX_{K_3, KK_3} \{ K_3 \cdot fp \cdot P_{\text{recio}} - C_{\text{variable}}(K_3, KK_3) - C_{\text{fijo}}(KK_3) - C_{\text{hundido}}(KK_3) \}$$

s.a.

$$P_{\text{recio}} = a \cdot (fp \cdot K_1 + fp \cdot K_2 + fp \cdot K_3) + b$$

$$K_3 \leq KK_3 \cdot F_{\text{carga}}$$

$$K_1 = \underline{K_1} \text{ cte.}$$

$$K_2 = \underline{K_2} \text{ cte.}$$

$KK_3 = 21, 45, 57, 124, 110, 241, 224, 488, 1136$ y 2477 MVA, para $V = 66, 110, 154, 220, 500$ KV en circuitos simples y dobles.

Para este juego se obtiene la siguiente solución:

$$R_3(K_1, K_2) = K_3 = \frac{a \cdot fp^2 \cdot (K_1 + K_2) + fp \cdot b - P_{m3} \cdot fp}{2 \cdot k_3 \cdot P_{m3} - 2 \cdot a \cdot fp^2}$$

$$K_1 = K_2 = \frac{\frac{a \cdot fp^3 \cdot (b - P_{m3})}{2 \cdot k_3 \cdot P_{m3} - 2 \cdot a \cdot fp^2} + b \cdot fp - P_m \cdot fp}{2 \cdot k_3 \cdot P_{m3} - 2 \cdot a \cdot fp^2 - \frac{a^2 \cdot fp^4}{2 \cdot k_3 \cdot P_{m3} - 2 \cdot a \cdot fp^2} - a \cdot fp^2}$$

Esto es válido en el caso que la firma uno y dos tengan las mismas instalaciones y no tengan activas sus restricciones de capacidad. Además, las tres firmas deben tener una utilidad positiva para mantenerse dentro del mercado. Sin embargo, las firmas establecidas no incorporan en este cálculo los costos de inversión en que incurrieron y la firma entrante que evalúa su entrada si.

El juego antes descrito representa una situación en la cual la empresa entrante decide la capacidad que ofrecerá al mercado luego que las dos empresas establecidas previamente en el mercado venden o contratan su energía. Este caso, de forma similar al secuencial de dos jugadores, no representa un equilibrio de largo plazo, pues como se explicó anteriormente las firmas interactúan repetidamente con el mercado, por lo que en el largo plazo se tiende al equilibrio del juego simultáneo.

Es importante notar que las expresiones anteriores son válidas también para el caso en que la firma entrante construye una línea en un trazado distinto al de las firmas establecidas y por lo tanto permite apreciar que tan significativo es el efecto en el mercado de comprar en distintos puntos la energía, permitiendo acceder a distintos precios de energía o incurrir en distintos niveles de pérdidas, estableciéndose ventajas comparativas para una firma sobre las otras.

2.2.5 Juego Simultáneo de Tres Jugadores

De manera análoga al juego simultáneo de dos participantes, este capítulo apunta a establecer como cambian las ofertas de las firmas al establecerse tres firmas en lugar de dos. En este caso las tres firmas ya tienen fijas sus instalaciones, y deciden simultáneamente la capacidad que ofrecen al mercado. El problema a resolver es el siguiente:

$$R_1(K_2, K_3) = \text{Arg}\{ \text{MAX}_{K_1} \{ K_1 \cdot fp \cdot P_{\text{recio}} - C_{\text{variable}}(K_1) - C_{\text{fijo}} \} \}$$

s.a.

$$P_{\text{recio}} = a \cdot (fp \cdot K_1 + fp \cdot K_2 + fp \cdot K_3) + b$$

$$K_1 \leq KK_1 \cdot F_{\text{carga}}$$

$$K_2 = \underline{K_2}$$

$$K_3 = \underline{K_3}$$

$$R_2(K_1, K_3) = \text{Arg}\{ \text{MAX}_{K_2} \{ K_2 \cdot fp \cdot P_{\text{recio}} - C_{\text{variable}}(K_2) - C_{\text{fijo}} \} \}$$

s.a.

$$P_{\text{recio}} = a \cdot (fp \cdot K_1 + fp \cdot K_2 + fp \cdot K_3) + b$$

$$K_2 \leq KK_2 \cdot F_{\text{carga}}$$

$$K_1 = \underline{K_1}$$

$$K_3 = \underline{K_3}$$

$$R_3(K_1, K_2) = \text{Arg}\{ \text{MAX}_{K_3} \{ K_3 \cdot fp \cdot P_{\text{recio}} - C_{\text{variable}}(K_3) - C_{\text{fijo}} \} \}$$

s.a.

$$P_{\text{recio}} = a \cdot (fp \cdot K_1 + fp \cdot K_2 + fp \cdot K_3) + b$$

$$K_3 \leq KK_3 \cdot F_{\text{carga}}$$

$$K_1 = \underline{K_1}$$

$$K_2 = \underline{K_2}$$

Resolviendo se obtienen las siguientes ofertas de potencia media:

$$K_3 = \frac{2 \cdot a \cdot fp^3 \cdot (b - P_{m1}) + fp \cdot (b - P_{m3}) \cdot (2 \cdot k_1 \cdot P_{m1} - 3 \cdot a \cdot fp^2)}{(2 \cdot k_3 \cdot P_{m3} - 2 \cdot a \cdot fp^2) \cdot (2 \cdot k_1 \cdot P_{m1} - 3 \cdot a \cdot fp^2) - 2 \cdot a^2 \cdot fp^4}$$

$$K_1 = K_2 = \frac{2 \cdot a \cdot fp^3 \cdot (b - P_{m3}) + fp \cdot (b - P_{m1}) \cdot (2 \cdot k_3 \cdot P_{m3} - 3 \cdot a \cdot fp^2)}{(2 \cdot k_1 \cdot P_{m1} - 2 \cdot a \cdot fp^2) \cdot (2 \cdot k_3 \cdot P_{m3} - 3 \cdot a \cdot fp^2) - 2 \cdot a^2 \cdot fp^4}$$

Si bien las expresiones de las funciones de reacción son generales, estos últimos resultados son válidos solo para el caso en que las dos firmas establecidas tienen las mismas instalaciones. Es posible notar que el agregar participantes

adicionales no afecta mayormente el planteamiento del problema, de hecho las funciones de reacción no cambian excepto por el hecho que la demanda ahora es abastecida por una mayor cantidad de firmas. Lo que si aumenta bastante es el nivel de complejidad de encontrar una solución explícita y simbólica del equilibrio de este mercado, debido al aumento en el numero de variables y a la necesidad de resolver sistemas de ecuaciones con este mayor número de variables y ecuaciones.

2.3 Simulaciones

Una vez planteados los modelos antes descritos, surge la pregunta de cual es el modelo mas apropiado para representar las características del mercado en cuestión. La realidad es ninguno, las firmas no definen sus ofertas y niveles de inversión ni simultáneamente, ni paralelamente. La verdad es que típicamente las distintas firmas invierten en los mercados a destiempo, y por tanto es mas apropiado pensar en la inversión como un juego secuencial¹⁷ mas que simultaneo [Rain97].

Una vez que las firmas participantes están establecidas en el mercado, parece natural pensar en un juego simultaneo, pues las firmas pueden replantear sus ofertas cuantas veces quieran independiente de que quien haya ingresado primero.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en los experimentos numéricos donde se simula primero un duopolio y luego un oligolio donde participan tres firmas. La estructura de estos juegos se basa en los desarrollos presentados anteriormente, modelando la inversión como un juego secuencial y el proceso de ofertas como uno simultaneo.

En este punto se destaca a [Rain97] que estudia la competencia entre dos gaseoductos. Este modelo es fácilmente extrapolable al mercado eléctrico por las características comunes de ambos mercados. Así, siguiendo la línea de este estudio y

¹⁷ Un ejemplo típico de inversión secuencial es la construcción de centrales eléctricas en el SIC, donde alternadamente las distintas firmas van ampliando su parque generador. Un contraejemplo es la interconexión eléctrica Chile Argentina que compite simultáneamente con los gaseoductos por alcanzar al SING.

utilizando la estructura de costos provista por [Kell87] y [Tran96] se ha extrapolado dicho modelo al mercado eléctrico.

Antes de introducirse en el modelo y sus distintas variantes se debe tener claro que la base para estas simulaciones es el tradicional modelo de competencia secuencial de Stackelberg / Spence-Dixit, es decir, un modelo de competencia secuencial de capacidades. Por otro lado, una vez establecidas las firmas en el mercado compiten en cantidades, como en el modelo clásico de Cournot.

Finalmente se debe aclarar que, para un conjunto de parámetros que caractericen un cierto escenario, y ante la amenaza de una firma entrante, el resultado del modelo puede entregar tres clases de comportamiento para la firma establecida, estos son:

Entrada bloqueada: La empresa establecida se comporta en el mercado como si no hubiera amenaza de entrada, pues el mercado no es suficientemente atractivo para el entrante. Aquí el costo de impedir la entrada para el establecido es cero.

Entrada impedida: La entrada no está bloqueada, pero la firma establecida modifica su comportamiento para impedir dicha entrada. Esto tiene un costo para el establecido.

Entrada acomodada: La empresa establecida encuentra mas rentable dejar que ingrese el entrante en lugar de erigir barreras a la entrada.

2.3.1 Duopolio

El presente escenario consta de dos firmas, una establecida previamente en el mercado y otra que evalúa su ingreso. La primera consta con instalaciones fijas y por tanto una capacidad máxima dada. La entrante en cambio, debe dimensionar sus instalaciones para entrar a competir al mercado con una escala óptima. El modelo no admite la entrada de mas firmas al mercado.

La primera etapa de este juego corresponde a una de inversión, aquí la firma entrante, conociendo las instalaciones del establecido, decide cual es el nivel de inversión en capacidad de transmisión que debe comprometer en este mercado.

La segunda etapa corresponde a una de ofertas simultaneas, en ella ambas firmas eligen simultáneamente la capacidad y por tanto la energía que pondrán en el mercado. Todo esto obviamente sujeto a las restricciones de capacidad que cada firma posea y buscando optimizar su propio beneficio.

Los resultados de las presentes simulaciones son obtenidos simplemente reemplazando los parámetros en los modelos antes explicados. Estos se exponen en la Tabla 2.1. De ella se desprende que la solución obtenida es una solución de entrada acomodada, donde la firma entrante ingresa al mercado con una línea de menor o igual capacidad que la línea de la firma establecida. Esto se debe a que al compartir el mercado, cada firma requiere de una menor capacidad. Además, al dividirse el mercado ambas firmas, cada una incurre en un menor nivel de pérdidas, haciendo mas atractivas líneas de menores capacidades.

Tabla 2.1 Equilibrio del Duopolio

Elasticidad	Tensión		Precio [\$/MW]	Potencia Aparente Media [MVA]			Capacidad Máxima [MVA]
	Establecido	Entrante		Establecido	Entrante	Total	
-0,29	220KV	110KV	40.697	23,6	23,6	47,3	280
-0,49	220KV	110KV	31.771	23,7	23,7	47,4	280
-0,69	220KV	110KV	28.019	23,8	23,8	47,6	280

Para el escenario simulado, la capacidad de la línea con que se instala el entrante corresponde a la línea mas pequeña que le permita llevar su energía de equilibrio a los centros de consumo. El costo de las pérdidas aparece bastante pequeño con respecto al costo de inversión, debido principalmente al bajo nivel de utilización de las líneas y la capacidad ociosa que estas tienen.

Para altos niveles de utilización de las líneas y cuando los niveles de pérdidas son mas significativos, se puede llegar a situaciones donde es mas rentable para el entrante utilizar una línea de mayor capacidad que la necesaria con el objeto de incurrir en menores pérdidas. Esto se da cuando el ahorro en pérdidas de energía,

es mayor al incremento en la inversión que requiere el pasar a una línea de mayor capacidad.

Para establecer comparaciones mas certeras se simuló también un monopolio regulado, bajo el mismo escenario anterior, pero donde se paga al transmisor un 10% de rentabilidad de sus inversiones, en un horizonte de 30 años. Para este se obtuvo un precio de \$/MW 20.887, una capacidad ociosa de 141MVA y una oferta de 67MVA. La razón por la cual la firma establecida mantiene ciertos niveles de capacidad ociosa es la característica discreta de los niveles de capacidad disponibles en el mercado [Bald93] [Kahn93], estos niveles están estrechamente ligados a la estandarización de los niveles de tensión utilizados. Adicionalmente se debe considerar que las instalaciones se dimensionan con cierta holgura con el objeto de satisfacer a la creciente demanda de energía.

De lo anterior se desprende que el nivel de capacidad ociosa del sistema crece un 57%, de 141MVA en el caso del monopolio regulado a 222MVA en el caso del duopolio. Esto se debe principalmente a las siguientes tres razones:

- Una baja en el factor de utilización de las líneas del establecido producto de tener que compartir el mercado con la firma entrante.
- Una baja en la oferta que ejercen las firmas transmisoras con el objeto de subir los precios (véase en los siguientes párrafos mas detalles acerca de esta reducción de oferta).
- El ingreso de una firma transmisora con una capacidad ociosa debido a lo discreto de las capacidades disponibles en el mercado según se explicó anteriormente.

Se aprecia además que las capacidades ofrecidas al mercado por las firmas, no son muy sensibles a la elasticidad de la demanda, pero esta última si incide fuertemente en los precios, y por tanto en las utilidades de las firmas.

También de aquí concluimos que las cantidades ofrecidas al mercado bajan en un 29% con respecto de la oferta del monopolio regulado y que los precios

presentan un crecimiento de un 52% pasando de \$/MW 20.887 en el monopolio regulado a \$/MW 31.771 en el caso del duopolio.

2.3.2 Oligopolio

El escenario que sirve como base para este estudio consta de tres firmas, dos de ellas establecidas previamente en el mercado y una tercera evaluando su ingreso a este. Las firmas establecidas constan de instalaciones fijas y por tanto tienen su capacidad máxima determinada. La entrante en cambio, debe dimensionar sus instalaciones para entrar a competir con una escala óptima al mercado. El modelo no admite la entrada de mas firmas al mercado.

La primera etapa de este juego corresponde a una de inversión, aquí la firma entrante, conociendo las instalaciones del establecido, decide cual es nivel de inversión en capacidad de transmisión que debe comprometer en el mercado de manera de maximizar sus rentas.

La segunda etapa corresponde a una de ofertas simultaneas, en ella las tres firmas eligen simultáneamente la capacidad y por tanto la energía que pondrán en el mercado. Todo esto obviamente sujeto a las restricciones de capacidad que cada firma posea y buscando optimizar su propio beneficio.

Los resultados de las presentes simulaciones se presentan en la Tabla 2.2. De ella se desprende, al igual que en el caso del duopolio, que se obtiene una solución de entrada acomodada, y la firma entrante ingresa con una línea de menor capacidad que la que posee la firma establecida. Esto se debe a que al compartir el mercado cada firma requiere de una menor capacidad, lo que se suma a la baja en el costo de las pérdidas de energía que involucra el repartirse el mercado.

Para el escenario simulado, y de igual forma que el caso del duopolio, la capacidad de la línea con que se instala el entrante corresponde a la línea mas pequeña que le permita llevar su energía de equilibrio a los centros de consumo. El costo de las pérdidas aparece pequeño con respecto al costo de inversión debido en parte al bajo nivel de utilización de las líneas y su capacidad ociosa.

También en este caso se tiene, que para altos niveles de utilización de las líneas y cuando los niveles de pérdidas son mas significativos, se puede llegar a situaciones donde es mas rentable para el entrante utilizar una línea de mayor capacidad que la necesaria con el objeto de incurrir en menores pérdidas.

Tabla 2.2 Equilibrio del Oligopolio

Elasticidad	Potencia Aparente Promedio [MVA]			Total	Precios [\$/MW]	Capacidad Máxima [MVA]
	Firmas Establecidas	Entrante	110KV			
Tensión:	154KV	154KV	110KV			
-0,29	17,73	17,73	17,72	53,19	35.202	277
-0,49	17,79	17,79	17,77	53,35	28.507	277
-0,69	17,85	17,85	17,82	53,52	25.693	277

De los resultados de la Tabla 2.2 se desprende que el nivel de capacidad ociosa del sistema crece a 222MVA en el caso del duopolio y a 212MVA en el caso el oligopolio¹⁸. Se aprecia además que las capacidades ofrecidas al mercado no son muy sensibles a la elasticidad de la demanda, pero esta última si incide fuertemente en los precios y por tanto en las utilidades de las firmas.

Las cantidades ofrecidas al mercado suben en un 13% con respecto a las ofrecidas en el duopolio y en los precios se observa una baja del 10% respecto de los precios reinantes en el duopolio.

¹⁸ En este punto el lector debe ser cuidadoso en observar que el oligopolio y el duopolio presentados están basados en escenarios distintos, en el oligopolio se utilizó que las centrales establecidas poseían líneas de 154KV en lugar de 220KV para no entregar capacidades ociosas tan exageradas y es por esto que la capacidad ociosa del duopolio aparece mas alta que la del oligopolio.

Tabla 2.3 Comparación Según Numero de Firmas

	Precio \$/MW	Alza %	Oferta Promedio		Capacidad Ociosa		Tensión Establecidos	Tensión Entrante
			MVA	Alza %	MVA	Alza %		
Monopolio Regulado	20.887	0%	67,2	0%	141	0%	220 KV	
Monopolio Protegido	38.288	83%	35,6	-47%	180	28%	220 KV	
Duopolio Protegido	31.771	52%	47,4	-29%	222	57%	220 KV	110 KV
Oligopolio Protegido	28.507	36%	53,4	-21%	271	92%	220 KV 110 KV	110 KV

La Tabla 2.3 presenta una comparación de los resultados obtenidos para los distintos modelos, basados en un mismo escenario base, una línea establecida de 220 KV y las entrantes en 110KV. Es fácil apreciar como a medida que aumenta el número de firmas presentes en el mercado los precios bajan y la energía transada aumenta. Pero con esto también las utilidades de las empresas se deterioran, pues la baja en los precios se acompaña con crecimiento en su capacidad instalada ociosa. Con todo esto se tiende hacia una situación de ineficiencia económica donde se produce una gran multiplicación de los costos de inversión que generalmente se trata de solucionar estableciendo un monopolio protegido con tarifa regulada.

Uno podría cuestionarse que tan sensible son los resultados anteriores al precio de compra de la energía, o que pasaría si dada la evolución del sistema eléctrico, la firma entrante se conecta a una barra distinta a la de las firmas anteriores o incluso a otro sistema, accediendo así a mejores precios de la energía. La Tabla 2.4 presenta los resultados anteriores, pero sobre la base que la firma entrante en vez de comprar la energía a 18.716 \$/MWh como lo hacen las establecidas, lo hace a un precio un 10% menor. Aquí se aprecia que la firma entrante pasa a liderar el mercado aumentando sus ventas en un 14%, mientras las ventas totales del mercado crecen en un 2%. Es decir, el equilibrio obtenido es bastante sensible a la magnitud de los costos variables en que incurra cada firma.

Tabla 2.4 Sensibilidad del equilibrio al precio de compra

Precio de Compra [\$/MW]	Potencia Aparente Media [MVA]			
	Firma Entrante	Firmas Establecidas	Entrante	Total
16.845	16.94	16.94	20.32	54.21
18.716	17.79	17.79	17.77	53.35

2.4 Conclusiones

En cada uno de los juegos presentados se ha supuesto no hay mas etapas donde las firmas se vuelvan a encontrar, además de no admitirse la posibilidad que entren nuevas firmas al mercado. Como resultado de los escenarios simulados concluimos que los incentivos a la entrada de nuevas firmas transmisoras son muy importantes, tanto así que el mercado admite la entrada rentable de no solo una firma, sino dos e incluso mas. Por esta razón se debe ser cuidadoso al extrapolar estos resultados a otros ámbitos.

La verdadera razón para que el establecido mantenga el liderazgo del mercado es que si este cuenta con instalaciones bastante adaptadas a la demanda, contará también con una mejor estructura de costos. Mientras mayor sea la capacidad de la empresa establecida mas se reduce la escala eficiente de entrada de las nuevas firmas. Este punto pierde relevancia a medida que el nivel de pérdidas en la línea y los factores de utilización y de carga bajan, pues además de la capacidad máxima de las líneas y las economías de escala que estas conllevan, son las pérdidas las que producen la asimetría entre las capacidades que ponen en el mercado una y otra firma. Es importante notar también la importancia de la elasticidad precio de la demanda, pues de ella depende en gran medida cuanto crezcan los montos de energía transados con la entrada de nuevas firmas, así como su escala de entrada eficiente al mercado.

En los escenarios simulados, donde los costos de las pérdidas aparecen bastante mas pequeños que los costos de inversión, se observa que el entrante logra mejores rentas que el establecido. Esto a pesar que el establecido cuenta con una mayor participación de mercado y con líneas de mayor capacidad que la firma

entrante. La razón de esto es que el beneficio que le significa invertir en una línea mas pequeña que la del establecido, es mayor al perjuicio que le significa vender menos que el establecido e incurrir en mayores pérdidas por usar líneas de menor capacidad. Esta situación puede cambiar en escenarios donde los niveles de pérdidas y de utilización de las líneas son mayores.

Otro aspecto importante que respalda el hecho que el entrante obtenga mayores rentas es que, en las simulaciones, el establecido cuenta con una línea dimensionada para abastecer una demanda con un cierto crecimiento, y donde espera satisfacer la demanda sin compartirla con otra firma, por lo que proyecta su escala óptima para ese escenario sin contemplar que perderá parte de dicha demanda ni que deberá enfrentar una demanda constante pues el modelo no contempla este crecimiento.

Ahondando en la consideración anterior acerca del crecimiento de la demanda, no se debe perder de vista que las instalaciones actuales suelen tener capacidad disponible principalmente por dos razones. Primero, para satisfacer el crecimiento futuro de la demanda evitando reiteradas inversiones en transmisión. Segundo, para optimizar el nivel de pérdidas en que incurre la firma buscando la densidad económica de carga¹⁹ de la línea. Esto se logra a través de la óptima selección de la sección del conductor.

Otro punto que complica los análisis es la característica discreta de la capacidad de los sistemas de transmisión, esta característica normalmente es causante de buena parte de la capacidad ociosa de los sistemas de transmisión [Bald93] [Kahn93] e introduce la dificultad que al simular competencia en capacidades (Competencia de Cournot), la capacidad en que se invierte difiere de la que se proyecta ofrecer al mercado.

¹⁹ La densidad económica de carga es aquella que optimiza el valor actualizado de costo de inversión en conductores mas el costo de las pérdidas.

Finalmente, el presente modelo no captura, ni pretende capturar, plazos de contratos, demandas cautivas, etc., aspectos sin duda muy relevantes en las utilidades de las firmas, pero que requieren de la utilización de modelos un tanto mas detallados que los actualmente usados.

Es preciso reforzar que la presencia de costos hundidos, que son el grueso de las inversiones en capacidad de transmisión, significan una importante barrera de entrada y salida al mercado. Ellos significan en cierta forma, un compromiso de la firma establecida a permanecer en el mercado, cosa que sin duda disminuye el atractivo del entrante a participar en el. Además, al momento de evaluar la decisión de ingresar al mercado por parte del entrante, este debe incorporar como costos, la inversión requerida para participar en el mercado, cosa que no hace el establecido al momento de vender su capacidad, pues para el representa un costo hundido, significando una importante brecha de costos entre el establecido y el entrante que tiende a favorecer al primero.

El determinar la capacidad ofrecida por un cierto número de agentes en un mercado oligopólico, es un tema muy extenso y sin una solución comúnmente aceptada. Este tipo de mercados conllevan la dificultad de combinar las características de un mercado perfecto con uno monopólico. Las ideas presentadas por el autor pretenden dar un punto de vista mas y no necesariamente convencer al lector de sus resultados. No se debe olvidar que aquí se analiza un mercado que admite un número limitado de firmas, sin una regulación que fije precios máximos o limite su accionar. Por esta razón se debe ser cuidadoso al extrapolar las ideas presentadas en el modelo al mundo real que, según se explica mas adelante, si establece ciertos mecanismo para limitar dicha tarifa.

Importante es notar también, que hasta aquí se ha simulado sólo competencia en cantidades y no competencia vía precios, siendo esta última mas apropiada para modelar las licitaciones de suministro cada día mas comunes.

Finalmente no se debe olvidar que si las firmas que ingresan al mercado saben que otras firmas también pueden ingresar, estudiarían si les es mas conveniente acomodar la entrada a nuevas firmas y por tanto invertir en líneas mas pequeñas, pues en el corto plazo compartirá el mercado con ellas, o invertir en líneas de mayor

capacidad, pues como se explica arriba, la sobreinversión con costos hundidos es una barrera de entrada que señala el compromiso de la firma a permanecer en el mercado, reduciendo la escala óptima de entrada de la firma entrante, asegurándole al establecido una mayor participación de mercado aunque no maximizando sus rentas de corto plazo [Bain56] [Baum81] [Bern84] [Dixi80] [Schm81].

Además se debe destacar que el costo de la transmisión es bastante bajo con respecto al de la generación de energía. Por esta razón las firmas acceden a grandes márgenes al subir un tanto sus precios. Cosa que logran gracias al gran poder oligopólico que el mercado “modelado” les confiere.

En el actual modelo, para el escenario simulado, las firmas establecidas prefieren acomodar la entrada de la firma entrante, antes que impedirla. Esto se debe a que no se permite la entrada de una segunda firma entrante y por tanto no existe un riesgo asociado a esta situación. Dado el nivel de sobrerentas que capturan las firmas en el mercado, concluimos que de levantar dicha restricción, el mercado da cabida a un número considerable de ellas, con lo que se produce una importante sobreinversión y multiplicidad de costos. Esto da como resultado altos precios de la energía, quedando limitada la entrada al mercado únicamente por la brecha de costos de inversión que existe entre las empresas que ya están establecidas y las que evalúan su entrada. Ante esta situación, donde un sin número de firmas entrarían hasta casi extinguir las sobrerentas del sector, se torna mas rentable para las establecidas impedir la entrada de nuevas firmas, aumentando las capacidades ofrecidas al mercado y bajando los precios. Este es un riesgo real para las firmas participes de este mercado, pero que ha quedado fuera de las simulaciones por ir en contra de los supuestos en los cuales se basa el actual modelo. Este tema es revisado con mayor profundidad en el capítulo siguiente.

Claramente los modelos de duopolio y oligopolio hasta aquí presentados, no representan fielmente la realidad. Sin embargo, ellos han sido de utilidad en reflejar los incentivos que pueden llevar al transmisor a subir sus peajes. Todo esto dentro del marco de la indefinición que deje la regulación del sector. Claro está que dicha indefinición no es tan grande como la presentada en estas simulaciones, pues la intensidad de la ley es que el transmisor recupere anualmente el AVNR de sus líneas y

aunque nadie fiscalice que en suma a sus usuarios les cobre mas que este, es claro que no puede cobrar a cada uno de ellos un peaje mayor al AVNR de las instalaciones que utiliza.

Además, el modelo propuesto ha puesto de manifiesto algunos requerimientos que debe cumplir un modelo, para representar mas fielmente la realidad, por ejemplo: Eliminar la restricción a la entrada de las firmas sometiendo al establecido a competencia potencial. Esto probablemente traería bajas en las tarifas y el establecimiento de precios que limitarían el ingreso de nuevas firmas al mercado. Incorporar la modelación de demandas cautivas o establecer participaciones de mercado diferentes a las entregadas por los modelos de competencia en cantidades.

En base a esto se han preparado dos modelos adicionales, que basándose en el modelo del presente capítulo, intentan hacer un poco mas realista la representación del mercado, capturando algunas de las objeciones al presente modelo y solucionándolas.

El primero libera la restricción a la entrada de nuevas firmas y plantea el establecimiento de precios que limitan la entrada de nuevos agentes. El segundo establece que la firma entrante, al evaluar su ingreso al mercado, cuenta con un estimación certera de la porción del mercado que capturará, modelación que parece bastante apropiada para este sector que permite la integración vertical.

III. ENTRADA LIMITADA AL SEGMENTO DE LA TRANSMISIÓN

El objetivo final de este capítulo es ampliar las conclusiones obtenidas en el capítulo anterior, utilizando un modelo que agrega un grado de complejidad respecto del utilizado en el capítulo anterior, acercándose un poco más a la realidad del sector. Este modelo relaja la restricción de ingreso de nuevos agentes al mercado. Con esto el modelo mejora en su capacidad de describir los lineamientos principales que direccionan el cálculo de los peajes, enmarcados siempre en los márgenes de indefinición que deja la regulación vigente.

El presente modelo simula un mercado eléctrico donde el regulador no limita las tarifas que el transmisor cobra por sus servicios, contando el transmisor con un gran poder sobre el mercado. Ahora este poder se ve limitado por la competencia potencial que significa la posible entrada de nuevas firmas a este.

La firma transmisora compra la energía en un extremo de la línea, a un precio fijo y exógeno al modelo, para luego venderla en el otro extremo al precio que esta decida. Este precio estará limitado por ciertos valores que pueden obedecer por ejemplo, a la potencial competencia que significa un generador local que evalúa su instalación u otra firma que evalúa la posibilidad de instalar una línea de transmisión paralela a la existente o sobre otro trazado más conveniente.

Si bien no existen límites para la tarifa cobrada por la transmisión de la energía, se establece la existencia de dos tipos de clientes, los clientes regulados y los clientes libres. Además se establece la posibilidad de discriminar precios entre ambos. El regulador establece la existencia de un precio máximo a cobrar a los clientes regulados. Este será en definitiva el precio que les cobrará el transmisor por la energía que consuman.

Por otro lado, la tarifa que el transmisor cobre a los clientes libres estará limitada por la potencial competencia a la que se ve enfrentada si mantiene un nivel de precios muy altos. Es decir, la tarifa estará acotada por aquella que limite la entrada rentable de una nueva firma al mercado de la transmisión o la instalación de generación local que la sustituya.

Se debe recordar que el suponer que el transmisor es quien compra y vende la energía, no distorsiona los resultados, pues es una forma de representar como la estructura de los peajes que fija el transmisor puede incidir en el equilibrio del mercado (energía vendida y su precio) y es equivalente a pensar que el transmisor simplemente cobra por sus servicios de transmisión y el cliente paga tanto por los servicios de generación como de transmisión. Sin embargo, esto supone que los generadores que le venden la energía al transmisor, no afectan su conducta ante los cambios en los márgenes que impone el transmisor. Pues si los generadores pudiesen ofrecer libremente sus precios, probablemente tenderían a expropiar parte de las sobrerentas que capta el transmisor mediante el alza de sus precios.

La competencia por los clientes regulados se ha supuesto que se lleva a cabo mediante la negociación entre la partes, basándose no en el precio sino en características de los contratos como plazos, calidad de servicio, etc. Debido a esto, y siendo la negociación otro problema muy extenso y aun no acotado, el modelo no determina cual es la cantidad de clientes regulados que capta cada firma, sino que se analiza como los resultados son afectados por las distintas coberturas que tiene una firma sobre los clientes regulados.

La competencia por los clientes libres se lleva a cabo a través de la puesta en el mercado de las cantidades ofrecidas por cada firma, bajo un precio que es común para ambas. Es decir, el precio de mercado es aquel que liquida las cantidades ofrecidas por ambas firmas.

En la Figura 3.1 se presenta un esquema donde se muestran las dos alternativas de competencia potencial propuestas, así como la estructura principal del juego.

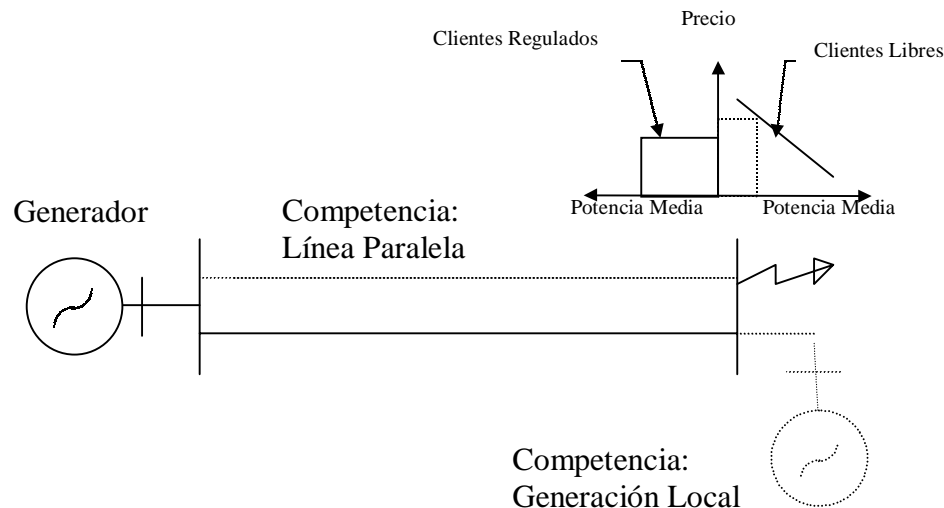


Figura 3.1 Competencia Potencial

3.1 Competencia Potencial de un Transmisor

La competencia que significa la posible entrada de otras firmas al mercado ha sido modelada mediante la utilización de dos modelos, un modelo donde la firma establecida limita la entrada de nuevas firmas y otro donde se posee proyecciones de participación en el mercado. Ambos son detallados a continuación.

3.1.1 Modelo de Empresa Establecida

En las presentes simulaciones se ha utilizado un modelo de oferta secuencial de Stackelberg de dos etapas, como el revisado en el capítulo uno. En el la firma entrante evalúa primero la capacidad óptima de la línea a instalar y luego la energía que esta pondría a la venta. La firma establecida en cambio, fija en la primera etapa la cantidad de energía a vender de modo que las utilidades económicas del entrante en el segundo período sean iguales a cero, pues para el escenario propuesto es mas rentable para el establecido impedir la entrada de otras firmas. Con esto persuade de entrar al mercado a dicha firma. En este modelo se supone que la firma entrante reacciona óptimamente ante la energía ofrecida por la firma establecida, y que la firma establecida incorpora explícitamente la función de reacción del entrante. Además supone que la firma entrante ve fija la capacidad ofrecida por la firma establecida y estima que ante su entrada ella no modificará su conducta.

En suma, la firma establecida decide vender justo la cantidad de energía que anularía las utilidades de una firma que quisiera entrar al mercado, bajo el supuesto que la firma entrante cree no poder afectar la decisión de oferta de la firma establecida.

Claro está entonces que principal limitante de este modelo es que se asume que la decisión de la cantidad ofrecida al mercado por el establecido es fija y que la empresa entrante decide la cantidad que ofrecerá al mercado de forma de maximizar sus utilidades tomando como dadas dichas ventas. La validez de este supuesto dependerá de los plazos de los contratos, de la integración del sector y otras variables que puedan darle cierta demanda cautiva a la firma y por sustentar su oferta en el tiempo.

Se debe dejar en claro que el actual modelo logra describir el comportamiento y estrategia de precio de la firma para el escenario simulado, pero no necesariamente lo hace para cualquier escenario. Es decir, el modelo es válido sólo en condiciones en que para la firma establecida prefiere limitar la entrada de nuevas firmas al segmento, como lo es el escenario simulado. Pero en un escenario donde la firma establecida acomoda la entrada de otras firmas o donde la firma establecida no se preocupa del entrante pues la entrada está bloqueada, este precio no representa la estrategia de precio de la firma, sino simplemente un precio que limita la entrada de otras firmas, es decir, un índice que nos podría ayudar a cuantificar cuan oligopolística o competitiva es la conducta de la firma establecida y por tanto cuan competitivo es dicho mercado.

El escenario donde se desarrollan las presentes simulaciones está caracterizado por los mismos parámetros utilizados en las simulaciones anteriores, pero ahora se incorpora un demanda adicional de clientes regulados con un consumo promedio²⁰ de 30MVA.

²⁰ Puede llamar la atención la utilización del termino consumo promedio, esta se define aquí como la potencia máxima consumida, multiplicada por el factor de carga. Su utilización obedece a la facilidad de pensar en términos de potencia en vez de energía, ya que esta última implica consideraciones del período de tiempo en cuestión.

En el escenario descrito se obtuvo que la firma entrante tiende a evaluar su entrada con una línea de menor capacidad que la línea de la firma establecida. Las razones son las mismas que las explicadas en el capítulo anterior, es decir, la menor capacidad que conducirían ambas firmas al compartir el mercado y las menores pérdidas en que por tanto incurrirían.

Tabla 3.1 Resultados

Tensión Firma Entrante	Clientes Regulados del Establecido	Oferta Clientes Libres MVA	Precio \$/MW	Sobre Precio C. Libres / C. Regulados
154KV	50%	49,2	30.782	50%
154KV	100%	45,7	32.704	59%
110KV	50%	49,5	30.638	49%
110KV	100%	48,2	31.320	52%

Se evaluó la entrada de la firma a distintos niveles de tensión y distintos niveles de cobertura sobre los clientes regulados, obteniéndose los resultados de la Tabla 3.1. En ella se aprecia que cuando la firma entrante evalúa su entrada con líneas de 110kV y 154kV el establecido carga un sobreprecio²¹ de 49% y 50% respectivamente. Esto se hizo suponiendo que la firma entrante alcanzaría al 50% de los clientes regulados, si decidía entrar al mercado. Además se obtuvo que los clientes libres en esta ocasión alcanzan un consumo promedio de 49.5 y 49.2 MVA en cada caso respectivamente y son abastecidos completamente por la firma establecida.

Esto se debe interpretar de la siguiente forma. La firma establecida puede, como máximo, cargar un sobreprecio del 49% a los clientes libres evitando aún la entrada de otras firmas al segmento de la transmisión. Todo esto a pesar que la firma entrante captaría el 50% de los clientes regulados y un 18% de los clientes libres si ingresase al mercado (15 y 12 MVA promedio respectivamente). Sin embargo, con esto la firma establecida aun obtiene grandes utilidades, pues se debe

²¹ Entiéndase por sobreprecio la razón entre el precio de venta a los clientes libres y el precio de venta de los clientes regulados.

recordar que el costo de la transmisión troncal es bastante bajo comparado con el costo de compra de la energía y por lo tanto este alto nivel de márgenes que obtiene le reporta grandes utilidades.

Si ahora se considera que el establecido cuenta con la demanda por clientes regulados 100% cautiva, es decir, que el entrante no podrá captar parte de esta demanda, la firma establecida obtiene un 52% y 59% de sobreprecio, para el caso de líneas de 110KV y 154KV respectivamente.

De lo anterior podemos concluir que la firma transmisora puede obtener grandes utilidades, por sobre el pago al capital, a pesar de tener que impedir la entrada de nuevas firmas al segmento. Además se verifica que la entrada de una nueva línea bien ajustada a la capacidad que transitaría por ella, como lo es la línea de 110KV, es la mayor amenaza para el establecido. Esto obliga a la firma establecida a mantener menores precios que en el caso de protegerse de una línea de mayor capacidad.

Concluimos también que a pesar que el precio del establecido para los clientes regulados deja un muy estrecho margen para la firma transmisora, la existencia de estos clientes constituye una importante barrera de entrada al negocio si la firma entrante tiene dificultades para captarlos, y esto se traduce en mayores precios para los clientes libres. Por ejemplo, para el caso de un entrante que evalúa su entrada con una línea de 154KV, se tiene que si este captase el 50% de los clientes regulados (15MVA) el precio de los clientes libres sería un 50% mayor que el de los clientes regulados, pero en el caso que no pudiese captar parte de estos clientes, el precio de los clientes libres sería un 59% mayor que el de los clientes regulados. Es decir, una ventaja en la cobertura de los clientes libres le permite a la firma establecida impedir la entrada con precios bastante mas altos, aumentando su poder monopólico, a pesar del estrecho margen que obtiene por los clientes regulados.

3.1.2 Modelo de Participación de Mercado Proyectada

Otra forma de enfrentar este problema anterior, es dejar de lado la suposición de secuencialidad de las acciones de ambos participantes y por tanto, la consideración que la cantidad ofrecida por el establecido no puede ser alterada por la conducta del entrante. En su lugar se puede suponer que el entrante, al evaluar su

ingreso al mercado, aspira a una cierta participación sobre los clientes libres y otra sobre los regulados. Además sabe que con su ingreso solo podrá aspirar a precios menores o iguales que los vigentes en el mercado antes de su entrada.

Implícito está en este modelo que ambas firmas cuentan con información completa y que por tanto tienen la misma percepción acerca de la participación que logrará el entrante a su ingreso al mercado. El concepto de participación proyectada guarda una clara relación con las demandas cautivas y la integración del sector, pudiendo estos factores otorgarles al entrante o al establecido cierta certeza de un nivel de demanda mínimo a alcanzar, cosa que puede liberar a la firma de una parte importante del riesgo asociado al negocio.

En este escenario, la forma con que el establecido impide la entrada de nuevas firmas es vender a un precio tal, que dadas las ventas que esperaba captar el entrante en ambos mercados, junto con la cantidad que vendería el establecido a clientes libres, determine un precio que no le haga rentable la entrada. Dicho de otra forma, el establecido va a vender a un precio y una cantidad tal, que si el entrante evalúa su entrada al mercado suponiendo que simplemente le ganará una porción del actual mercado al establecido, pero sin alterar la cantidad total ofrecida ni el precio vigente, el entrante no incurra en ganancias. De esta forma, la ganancia del establecido provendría de vender el sólo, lo que repartido entre dos firmas quizás no rente, pero al no repartirlo si.

Con esto se pueden construir curvas isoutilidad que representan todas las combinaciones de participación de mercado tales que el entrante recibe cero utilidades económicas y por lo tanto no ingresa al mercado. Para calcularlas simplemente se reemplaza en la función de beneficio de la firma entrante explicitada en el punto 2.2.2 y se resuelve para encontrar la nulidad de dicha expresión.

Con la metodología antes descrita se observó cómo varía el precio libre que carga el establecido para evitar la entrada de nuevas firmas al mercado. Esto se hizo en tres escenarios de cobertura sobre los clientes regulados, estos son 0%, 50% y 100% y se presentan en la Tabla 3.2 y Figura 3.2.

Tabla 3.2 Precio de Entrada Limitada

Precio de Entrada Limitada [\$/MW]			
Cientes Regulados del Establecido			
Cientes Libres del Establecido	100%	50%	0%
0%	20.709	20.638	
7%	20.761	20.659	
15%	20.833	20.693	20.638
22%	20.931	20.744	20.653
30%	21.063	20.818	20.682
38%	21.247	20.924	20.731
45%	21.509	21.078	20.808
54%	21.905	21.310	20.930
62%	22.583	21.682	21.127
74%	24.387	22.387	21.470

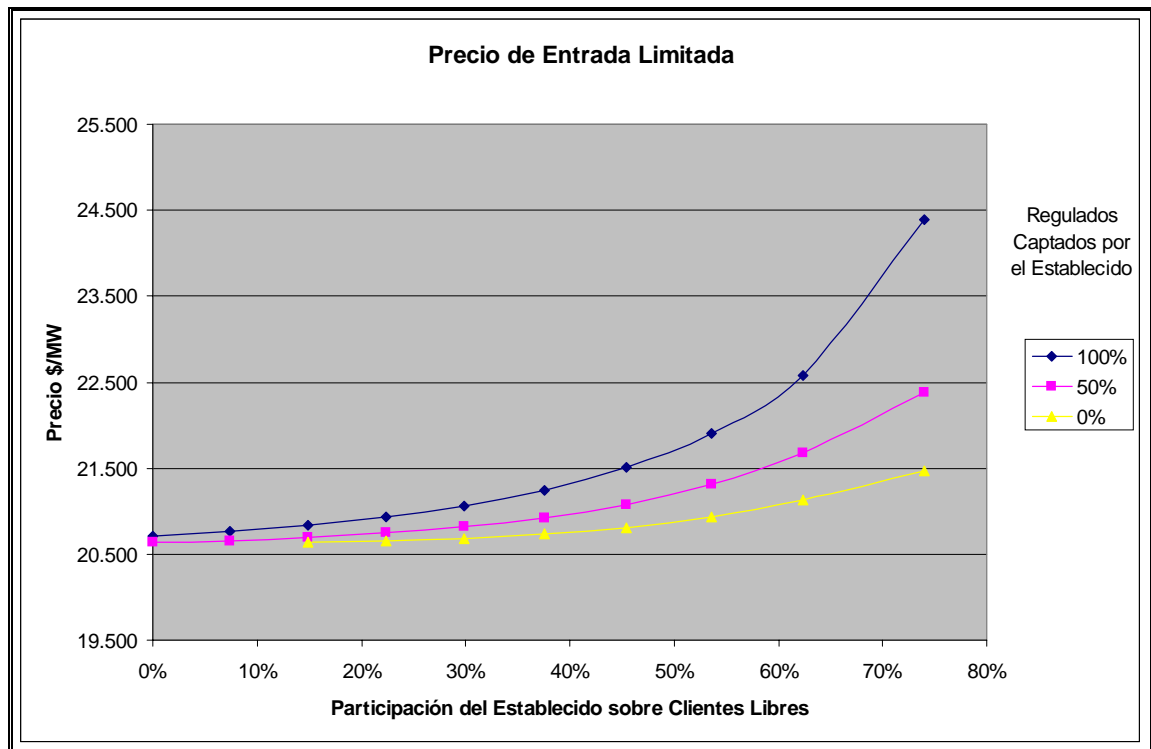


Figura 3.2 Precio de Entrada Limitada

Para estos cálculos la firma entrante estaría evaluando su entrada con una línea de 154 KV, tensión óptima para el nivel de demanda que captaría la firma si concretase su entrada.

De la figura se deduce que el hecho que la firma entrante pueda o no captar clientes regulados significa una importante barrera de entrada. Esta permite al establecido alzar el precio que cobra a los clientes libres, pues mientras menor sea la porción de clientes regulados que se proyecte capte el entrante, menos atractivo es el mercado para el y por tanto menos probable su potencial entrada. Ante esto la firma establecida alza los precios que cobra a los clientes libres y mantiene limitada de entrada de nuevas firmas.

En un escenario donde el establecido tiene cautiva la mayor parte de los clientes regulados, en la medida que mayor sea el precio que los rige, mayor es la barrera de entrada al mercado que se genera. O visto de otra forma, en la medida que la porción de clientes regulados que proyecte captar la firma entrante sea mayor que la que mantendría el establecido, mas factible se torna la entrada de dicha firma, obligando a la firma establecida a bajar los precios para limitar la entrada de su potencial competencia. En este escenario, mientras mayor sea el precio de los clientes regulados, mas competitivo se torna el mercado pues menores son los precios que logran limitar la entrada de nuevas firmas al sector.

De la misma forma que en el modelo anterior, se debe dejar en claro que para otro escenario la estrategia seguida por la firma establecida podría obedecer a una de entrada acomodada o de entrada bloqueada, por lo que el precio obtenido no representaría la estrategia de precio de la firma, sino simplemente un precio que limita la entrada de la competencia, es decir, un índice de desempeño de dicho mercado. En este contexto es importante aclarar que al construir las curvas de precios para distintas coberturas de mercado en algunas ocasiones se estaría saliendo de la zona de entrada limitada para pasar a las zonas de entrada bloqueada y de entrada acomodada. De esta forma algunas zonas de la curva corresponden efectivamente a las estrategias de precio de la firma y otras sólo corresponden al precio máximo que puede cobrar el establecido manteniendo alejado de la competencia.

Si se trata de establecer un paralelo entre las conclusiones antes presentadas y la situación del mercado eléctrico nacional, se debe visualizar la integración vertical del sector. Dado que existen firmas participando simultáneamente en los sectores de la generación, transmisión y distribución de electricidad, el nivel de barreras de entrada para la competencia crece. El hecho que esta firma integrada posea cierta participación sobre los clientes regulados le significa una demanda cautiva sobre la cual la firma entrante no puede competir. De esta forma la firma entrante tiene asociado un mayor riesgo que la establecida, se enfrenta a un mercado menos atractivo y mas pequeño, y por último el efecto mas importante es que, por bajo que sea el precio fijado a los clientes regulados²², el hecho de tenerlos cautivos le permite a la firma bajar sus costos medios al contar con una mayor volumen de venta y por lo tanto aumentar el diferencial de costo que separa a la firma establecida de la entrante. De esta forma se facilita el limitar la entrada de nuevas firmas al segmento.

Otro paralelo que se puede hacer con la realidad, es modelar un escenario donde el grueso de la energía transitada por la línea pertenezca a otra firma. En este escenario la situación es totalmente inversa a la anterior, es decir, el poder de mercado del transmisor se reduce y se ve obligado a bajar las tarifas para evitar que esta firma se construya su propia línea y con esto inutilice la línea existente o le reduzca su factor de utilización.

3.2 Competencia Potencial de un Generador

Como se señaló anteriormente otra forma de competencia que enfrenta la transmisión es el establecimiento de generación local, esta podría incluso dejar obsoleta una determinada línea de transmisión. El modelar la competencia de entre dos líneas paralelas no es muy distinto de modelar la competencia entre una línea y un generador local. De hecho el generador local puede ser interpretado como una

²² Se entiende de este comentario que el precio regulado debe cubrir al menos los costos variables.

línea con un alto costo de inversión, bajo nivel de pérdidas y un menor precio de compra de la energía.

De esta forma se aplicó el Modelo de Empresa Establecida para ver en que medida o con que nivel de tarifas podría impedir el transmisor el establecimiento de la generación local. Para esto se utilizó como alternativa de generación una central de ciclo combinado, pues es la alternativa mas económica en la realidad actual chilena.

Utilizando los costos entregados por la CNE en su informe técnico y aplicando la siguiente expresión [Moli96]:

$$\text{Inversión MUS\$} = -2689\text{MW} + 5217\text{MW}^{-0.922} + 0.0003981\text{MW}^{2.8596}$$

Esta expresión pretende recoger las economías de escala en la inversión en centrales de generación de ciclo combinado. Aplicando el modelo anterior y la función de costos señalada, se obtuvo que el transmisor no lograría impedir la entrada de la generación local en la zona norte del país. Pues la única forma de competir sería vender su energía a un precio menor que su costo de compra, situación totalmente insostenible para dicha firma. Por lo tanto ante la llegada al mercado de dicha tecnología, al transmisor le es mas rentable dejar de operar.

Esta conclusión no debe sorprender, pues se debe básicamente a que la firma establecida no puede soportar la competencia de una tecnología tan económica como lo es el gas natural, esto aún incluyendo el costo de la capacidad del gaseoducto que la alimenta. Además, el hecho de localizar la central justo donde se produce el consumo implica un ahorro de costos muy importante.

Se debe notar que en estas simulaciones se ha utilizado como costo de compra de la energía la información de la fijación de precios de nudo de Abril de 1998, pero los precios de nudo a estas alturas todavía no incorporan el 100% de la reducción de costos que el gas natural traerá al mercado. Por ende, el precio al que compraría la energía la línea de transmisión sería bastante mayor al costo de variable de la central generadora que se instalaría, estableciéndose un diferencial de costo insostenible.

3.3 **Discusión**

Los dos modelos presentados anteriormente son muy distintos entre si. El modelo mas apropiado dependerá de muchas características, entre las que destacan los plazos de los contratos, la integración vertical y horizontal del sector, la morfología de la red, estructura de la demanda y por supuesto la regulación que rija al sector.

Dado que ambos modelos difieren principalmente en sus supuestos, al momento de seleccionar uno como el mas apropiado para representar la organización del sector, se debe explorar que tan ciertos son ellos en el escenario simulado.

En el caso del primer modelo, el principal supuesto es que la firma entrante percibe como fija la capacidad ofrecida al mercado por el establecido. Es decir, estima que ante su entrada la firma establecida no alterará la cantidad que ofrece al mercado.

Dada la característica de costos hundidos de las inversiones en transmisión que ya posee la firma establecida, parece natural pensar que ella mantendrá su cantidad ofrecida independiente del accionar de la firma entrante. Además, el hecho que dichas inversiones sean costos hundidos, señala el compromiso de la firma establecida a mantenerse en el mercado. Por otro lado se tiene que si la firma entrante ingresase al mercado, ella también habría incurrido en costos irre recuperables y por tanto podría ofrecer mas que lo óptimo como una forma de competir con el establecido y se podría llegar a un equilibrio simultáneo. En el fondo todo está sujeto a que la firma no ingrese al mercado, pues una vez que la firma ingresa, los cálculos anteriores pierden toda validez.

Otras situaciones que podrían validar la suposición anterior son casos donde la firma establecida sea muy grande con respecto a la entrante y por tanto esta última sienta que no puede influir en sus acciones. Otra caso sería que los contratos con los que se contraten los servicios de transmisión tuviesen plazos muy largos, por lo que la inercia de los contratos que suplen al mercado pudiese ser demasiado grande.

Otro supuesto importante que está detrás del primer modelo es el hecho de competir en cantidades y no en precio, siendo el precio de mercado aquel que liquida las cantidades ofrecidas.

Por otra parte, la principal suposición del segundo modelo es que la firma entrante cuenta con una buena estimación de la porción del mercado que captaría ante su ingreso. Condición que parece cumplirse cuando el entrante está asociado a alguna firma generadora de energía, existe cierta integración vertical en el mercado, o la firma cuenta con cierta demanda cautiva y solo debe competir por la demanda residual de energía. Sería por tanto en este tipo de situaciones donde el actual modelo debiese utilizarse.

Un caso extremo del modelo anterior es el de los monopsonios de las distribuidoras en subtransmisión. Dado que la distribuidora tiene el 100% de la demanda cautiva, tiene la oportunidad de instalar sus circuitos en paralelo a los de la firma transmisora, casi sin riesgo, quedándose con el 100% de la demanda, logrando rentar fácilmente sus instalaciones con el cargo que fija el regulador. Pero en su lugar el transmisor enfrenta un riesgo gigantesco al establecer sus instalaciones pues no tiene asegurada ninguna parte de su demanda. Por lo tanto es claro que en estos casos el transmisor no tiene mas que mantenerse en el negocio y estar atento a vender las instalaciones cuando la distribuidora se decida a instalar las propias, recuperando así parte de la inversión.

Es importante mencionar que el presente documento no pretende hacer una evaluación crítica del marco regulador del mercado de la transmisión, sino valerse de los márgenes de negociación e incertidumbre acerca de los fallos judiciales que este marco deja, para modelar un mercado mas desregulado y sus posibles resultados. Cabe señalar que en el contexto del ley chilena, donde no se obliga al transmisor a expandir la red, y donde se deja espacio a la negociación de los peajes entre dos partes con desigual poder, el permitir la competencia trae ciertos beneficios, tales como limitar el costo del peaje ante la amenaza de instalar transmisión propia, posibilidad de expandir la red por parte de quien lo requiera, etc.

3.4 Conclusiones Finales

La competencia en los sistemas de transmisión eleva los niveles de capacidad ociosa, pero aumenta también la capacidad ofrecida al mercado, reduciendo los niveles de precio. La competencia, ya sea potencial o real, ejerce una presión sobre la firma establecida a no abusar con altos cargos por concepto de transmisión.

Dada la característica de economías de escala que envuelve a los sistemas de transmisión, y a lo discreto de los niveles de capacidad disponibles para invertir, a pesar de someter a la empresa de transmisión a la amenaza de la competencia, esta se mantiene cobrando altos precios por sus servicios, aunque acotados por dicha amenaza.

La instalación de nuevas centrales con tecnologías puede dejar fuera de competencia algunas líneas de transmisión.

La mayor amenaza que enfrenta una línea establecida es la entrada de una línea bien ajustada a la demanda, y es esta amenaza quien acota las rentas de la firma transmisora.

El introducir el concepto de demandas cautivas es muy importante al momento de definir el cobro que hará por su sistema de transmisión.

Ante cualquier indefinición en el cálculo de peajes el transmisor eleva su cargo tanto como le sea posible, mientras evite la entrada de otras firmas.

IV. OFERTAS DE PRECIO VERSUS COSTOS EN EL DESPACHO DE LA GENERACIÓN EN EL MERCADO CHILENO

4.1 Introducción

En la mayoría de los países que han optado por abrir sus mercados eléctricos hacia la competencia, podemos encontrar como uno de los pilares de la eficiencia del sector de la generación eléctrica, la separación del despacho de la propiedad del sistema²³. El principio de operar el sistema a mínimo costo independiente de las transacciones o contratos entre las firmas ha sido ampliamente aceptado así como también la teoría marginalista. La clave está en establecer esta dualidad del mercado, por una parte la operación del sistema y por otra los contratos entre las firmas, para finalmente conciliar las diferencias entre ambos mercados a través de la valorización de las transferencias al costo marginal. Al llegar a este punto nos encontramos con dos líneas de pensamiento, las que apoyan la declaración de costos reales y las que confían en la libertad de precio de oferta. El primero cuenta con la ventaja de liberar del componente especulador a los precios, dándole a estos una mayor estabilidad. Pero lleva acompañado el costo de fiscalizar dichos costos y la intervención de un ente regulador que produce un cierto desincentivo a la entrada de nuevos agentes al mercado. El segundo tiene la ventaja de representar al mercado de mejor forma, pero prestándose para la especulación y posibles comportamientos oligopólicos según se ha observado en la práctica. Es así como algunos países como Inglaterra y Colombia han optado por el régimen de ofertas de precios en una base horaria en cambio otros como Chile han optado por presentar costos reales. Dada la experiencia de dichos países en el régimen de ofertas de precio [Tabo96] [Ríos93], surge la inquietud por conocer el efecto que tendría en un mercado como el chileno, el establecer un régimen de ofertas de precio al despacho, en lugar de presentar sus costos variables reales.

²³ Con esto nos referimos a su funcionamiento y no necesariamente a su propiedad.

4.2 Objetivos

Con el objetivo de evaluar el impacto que conlleva el pasar de un esquema de despacho según costos, a uno donde se despacha según precios, se han realizado una serie de simulaciones, que basadas en el mercado eléctrico chileno, pretenden modelar y entender sus resultados. El establecer el precio de la energía en ambos escenarios pasa por caracterizar la conducta de los distintos agentes participantes del despacho, cosa que se ha llevado a cabo con un enfoque de teoría de juegos y análisis de decisiones.

Al momento de analizar y comparar los esquemas basados en precios y en costos, se debe tener en claro que las conclusiones obtenidas no son directamente extrapolables de un mercado a otro, pues sin duda, el esquema mas apropiado dependerá de las condiciones particulares de dicho mercado, tales como; niveles de demanda, integración del sector, concentración de la propiedad, accesibilidad al sistema de transmisión y restricciones de este, tamaño del mercado y el número de participantes.

El foco del presente estudio está en la aplicación de técnicas de teoría de juegos y análisis de decisiones a dicha problemática, y no pretende entregar una respuesta genérica a la discusión de cual es el esquema mas apropiado para un determinado mercado, pues dicha interrogante debe ser resuelta utilizando diversas técnicas y abordando cualitativamente cada una de las características de dicho mercado y no limitándose a la sola aplicación de teoría de juegos.

El tema ha sido abordado combinando la utilización de distintas técnicas y criterios bastante simples, pero que en suma han resultado en un poderoso criterio de análisis.

Para dimensionar el impacto que tiene la concentración de la propiedad en el alza que se consigue en el precio de la energía, se ha optado por estudiar la conducta de las centrales actuando primero como firmas independiente, para luego comparar con el escenario donde las centrales pertenecen principalmente a dos holdings. En esta última situación las centrales analizan sus estrategias en forma conjunta, asemejándose de mejor forma a la realidad del mercado chileno.

4.3 Alternativas de Simulación

La bibliografía existente a la fecha no ha cubierto del todo el estudio del impacto que tienen sobre las tarifas los esquemas de precios libre al despacho. Esto se debe, en gran medida, a la gran cantidad de variables que intervienen en un análisis de esta naturaleza, además de lo particular que resultan los análisis cuando se tratan de ajustar a un cierto mercado. Las diferencias entre un mercado y otro son bastante significativas y debido a esto, el intentar establecer un criterio general para analizar este tipo de situaciones generalmente pasa por análisis cualitativos y bastante generales.

Muchos estudios que se centran en otros temas, como congestión en transmisión, tarificación de la transmisión, derechos de transmisión, etc. [Oren97][Hoga95] abordan tangencialmente esta materia, deteniéndose muy poco a cuestionar su eficiencia, generalmente justificada desde el punto de vista de la eficiencia de los mercados libres, y solo se cuestiona la eficiencia de este sistema ante contingencias que puedan favorecer a una cierta firma en condiciones transitorias. Generalmente no se detienen a cuestionar la ineficiencia que le otorga al sistema la concentración²⁴ de la propiedad bajo ciertos esquemas regulatorios, el alto nivel de capital que caracteriza a estos sectores, y el reducido número de agentes que generalmente participa en estos mercados.

Otros autores simplemente se posicionan sobre escenarios de precios libres, y estudian el poder oligopólico de sus actores cuando existen restricciones de transmisión [Ferr97]. Dichas restricciones generalmente permiten que un cierto generador haga uso de todo el poder de mercado que dicha restricción le confiere, con la consiguiente alza en las tarifas.

²⁴ Vale la pena mencionar que un mercado con una alta concentración de la propiedad no necesariamente es ineficiente o poco competitivo, esto dependerá de un sin número de factores, tales como el marco regulatorio, la demanda, la estructura de costos del sector, etc.

Todo esto podría tornar a un sistema de precios libres en un sistema altamente oligopólico, haciendo incluso preferible un sistema regulado donde se despache según costos, asumiendo el menor atractivo que dicho sistema produzca y por tanto el menor nivel de inversión que este mercado captaría.

En suma, este problema ha sido tratado principalmente en forma cualitativa, de la misma forma que se analiza cualquier política económica y se ha dejado de lado una importante característica del mercado de la generación eléctrica, esta es lo explícita de su estructura de costos variables, que típicamente es conocida o fácilmente estimable. Esto abre las puertas para la utilización de técnicas como la teoría de juegos [Fude89][Tiro90] y el análisis de decisiones, que acompañadas de criterios como minimax, maximin, precio límite, etc., pueden resultar en herramientas muy útiles²⁵.

En este contexto cabe destacar las investigaciones de Ferrero [Ferr97], quien desarrolla un ejercicio simplificado, donde presenta un ejemplo de la toma de decisiones en un ambiente desregulado basándose en teoría de juegos. Su estudio utiliza centrales térmicas con funciones de costo cuadráticas, establecidas en un escenario libre de incertidumbre, sin centrales hidráulicas, con un parque generador y demanda fijos, y donde las centrales ofrecen sus precios libremente e interactúan en el mercado solo una vez. Cada firma abastece su propia demanda, o compra o vende energía para satisfacerla dependiendo del nivel de precios presentados al despacho. Así, los beneficios de las firmas se capitalizan en forma de ahorros de costo.

Conocida la estructura de costos de las firmas, el autor busca el equilibrio de precios suponiendo que las centrales sólo tienen tres opciones²⁶: ofrecer un precio igual a sus costos variables, ofrecer un 15% sobre sus costos variables o ofrecer 15%

²⁵ Dichos estudios generalmente se basan en periodos no muy largos, de manera de abstraerse de la estructura de costos fijos y la variables de inversión.

²⁶ Esta es una simplificación que toma el autor para limitar el infinito espacio de posibles precios de oferta y por tanto de equilibrios del mercado.

bajo sus costos. Con estas 3 opciones y los tres agentes que interactúan en este mercado, se simulan los 27 posibles despachos y luego se observan las ganancias que cada uno obtiene en dichos escenarios. Finalmente, para encontrar cual es la estrategia de precio que sigue cada central, opta por caracterizar el comportamiento de estas con la función maximin²⁷ encontrando así el equilibrio de mercado. Este equilibrio es forzado por la discretización de los precios de oferta antes mencionada.

Dentro de las conclusiones que el obtiene, destaca el hecho que el óptimo para el conjunto de centrales se obtiene cuando todos ofrecen sus costos originales. Esta solución cambia ante la caída de una línea o una contingencia que limite la capacidad de intercambiar energía, el sistema se aleja de dicho óptimo pues, para algunas centrales, se torna mas rentable abusar del poder de mercado que esta nueva condición de operación les ha conferido. Una debilidad de dicho estudio es que evalúa una situación donde tres empresas eléctricas deciden transar a precio libre comparándola con una situación base donde no transan. Dado que el beneficio de las centrales corresponde al ahorro de costos que consiga al abastecer su carga cautiva a un menor costo, estas simulaciones no son capaces de explicar si un aumento generalizado de los precios favorece o no a las firmas. Por esta misma razón, estos resultados no responden a la pregunta de cual sistema es preferible, si competir presentado al despacho precios o costos. Lo que si se logra, es hacer explícita la posibilidad de alza de las tarifas, por parte de algunos agentes, en condiciones anormales de operación.

Llegado el momento de decidir, que camino tomar, para analizar el comportamiento de los generadores ante una determinada estructura de precios, en este trabajo se ha debido optar por una de las siguientes alternativas:

- Estudiar una estructura de mercado y de tarifas simplificado y ficticio. Sus resultados pueden no tener una relación directa con la realidad, pero probablemente entregan resultados mas generales y de un rango de aplicación mayor.

²⁷ Este criterio es explicado más adelante.

- Ceñirse a la estructura del mercado existente y a los modelos que lo rigen. Esto normalmente pasa por aceptar una serie de restricciones que dichos modelos imponen, ganando con esto en certeza y cercanía a la realidad y perdiendo a la vez en capacidad de extrapolar dichos resultados a otros mercados.

En el presente trabajo se optó por la segunda de estas alternativas, utilizando como punto de partida el modelo GOL para dichos propósitos.

Luego de modelar el mercado a través de teoría de juegos y establecer las distintas posibles estrategias por las que puede optar cada uno de sus participantes, es necesario establecer un criterio a través del cual cada participante compare los beneficios de cada opción y elija cual llevar a cabo. Este criterio es conocido, en jerga de teoría de juegos, como Función Característica pues es ella quien caracteriza la conducta de los participantes de dicho juego.

Por ejemplo, en el caso del estudio de Ferrero, la función característica elegida fue la función de maximin, es decir que el participante verifica cual es el peor beneficio que podría obtener en cada una de sus posibles acciones y luego opta por la acción que le reporta la mayor de dichas utilidades mínimas.

En este trabajo se recomienda la concurrencia del criterio maximin ,utilizado por Ferrero, con el análisis de estrategias dominadas, que elimina aquellos casos que a priori son indeseables por ambos participantes. Siguiendo esta misma línea el autor ha optado por la concurrencia de mas de un criterio para las presentes simulaciones, obteniendo así resultados mas confiables y realistas.

A continuación se describen muy brevemente las funciones características y criterios de selección de opciones mas utilizados. Algunas de estas han sido utilizados en el presente estudio por lo que son revisados someramente en este capítulo, para ser cubiertos mas adelante con mayor profundidad y enmarcados en el contexto de las simulaciones realizadas.

4.3.1 Criterio de Maximin

Este criterio se utiliza típicamente cuando se desconoce, a priori, la distribución de probabilidades del beneficio de los participantes y las acciones que resultan de su aplicación suelen ser bastante conservadoras.

Su accionar consiste básicamente en llevar a cabo la acción que reporta, por lo menos, la máxima utilidad de entre las mínimas que se pueden conseguir en cada caso o escenario. Es decir, para cada una de las posibles acciones del participante, se analiza cual es la peor utilidad que podría conseguir observando todos los escenarios. Así se obtiene el peor resultado que podemos esperar de cada una de las acciones. Luego se opta por llevar a cabo la acción que reporta la mayor de estas utilidades mínimas. Así, si todo resulta adverso, el participante obtendrá al menos dicha utilidad mínima, y lo que intenta el criterio es hacer lo mas deseable posible dicho mínimo [Wald50].

Este criterio es descrito en forma gráfica en la Figura 4.1. En ella se aprecia como se construye la tabla de beneficios para cada acción y para cada escenario. Luego, como se registra el menor beneficio que puede reportar cada acción y finalmente, como se selecciona y lleva a cabo la acción que reporta el mayor de dichos beneficios mínimos.

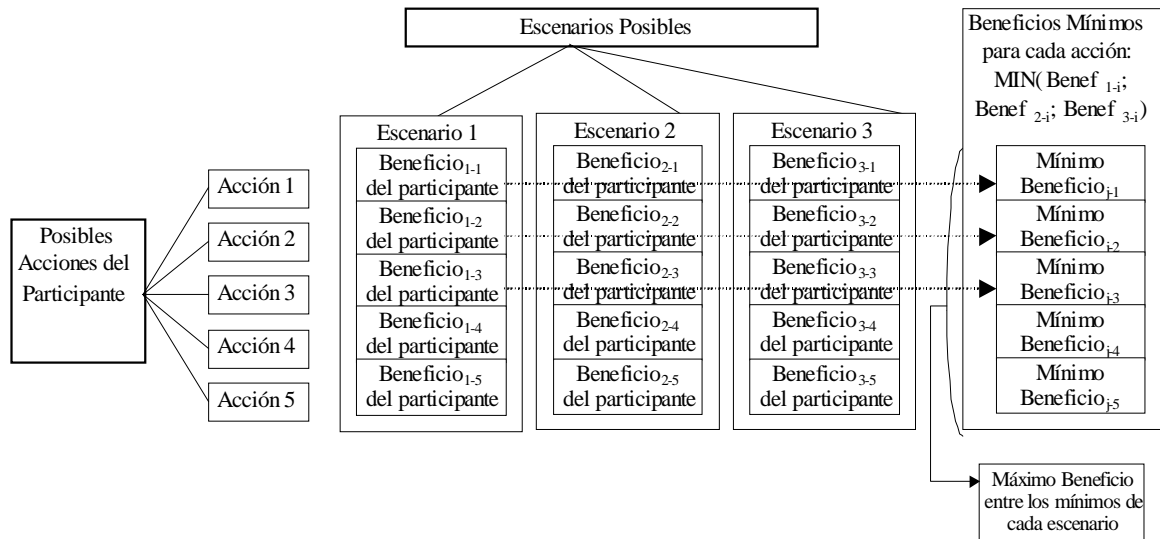


Figura 4.1 Criterio Maximin

4.3.2 Eliminación de Estrategias Dominadas

Expresado en términos simples, una estrategia dominada corresponde a una estrategia o acción que reporta un pago inferior que otra acción, independiente de lo que otros jugadores hagan [Tiro90], por lo que se puede suponer que el jugador no elegirá tal acción. Luego, si el jugador es racional, no incorporará esta acción dentro de sus posibles estrategias, por lo que los demás jugadores pueden dar por hecho que el jugador no llevará a cabo dicha acción y por tanto pueden dejar de lado los escenarios donde la central ofrecía dicho precio (entiéndase por acción el ofrecer un cierto precio). En el fondo si una central elimina uno de sus posibles precios de oferta, por que está a priori dominado por otro, entonces todas las demás centrales pueden eliminar los escenarios donde la central ofrecía a dicho precio, pues dichos escenarios no son factibles de ocurrir.

En términos mas generales puede procederse por *eliminación sucesiva de estrategias dominadas*, en cada paso la eliminación de estrategias dominadas, puede revelar estrategias dominadas que a priori no lo eran.

4.3.3 Criterio de Minimax

Minimax se enfoca principalmente en tablas de arrepentimiento, en lugar de tablas de ganancia. Se basa en el siguiente concepto: “Si el participante lleva a cabo una acción, y el estado de la naturaleza es tal que dicha acción le reporta la máxima ganancia, entonces el no se arrepiente. Pero si adopta otra acción que no le reporta la ganancia máxima, y ocurre dicho estado, entonces el jugador se arrepiente en la diferencia entre la máxima ganancia y la ganancia obtenida [Sava68].

Su mecánica consiste por tanto en construir tablas, donde se calcula la máxima ganancia que le podría reportar cada escenario, y luego donde se calcula el arrepentimiento que conlleva cada par acción - escenario (o acción - estado de la naturaleza). Finalmente se calcula el máximo arrepentimiento que reporta cada acción y se opta por aquella que minimiza dicho arrepentimiento máximo.

El criterio de Minimax, a pesar de ser una alternativa factible, no ha sido utilizado en las presentes simulaciones pues se prefirió el de Maximin, que si cumple la propiedad de ser independiente de alternativas irrelevantes.

4.3.4 Valor Esperado

Este es el criterio de optimización mas utilizado en la literatura y postula que se debe optimizar el valor esperado del beneficio, es decir, la suma de todos los posibles beneficios, ponderados por sus probabilidades de ocurrencia. Este criterio ha sido dejado de lado, pues requiere de conocer la distribución de probabilidades del beneficio, cosa que es a priori incierta en un escenario como el de las presentes simulaciones.

4.4 Metodología Propuesta

Si bien el presente análisis es original, la idea que lo fundamenta lo asemeja en una de sus etapas al trabajo desarrollado por Ferrero, que fue descrito con anterioridad. El análisis propuesto es mucho mas amplio y general, y relaja una serie de limitantes de dicho estudio teórico tornándolo bastante realista y aplicado a la realidad chilena.

De esta forma el análisis propuesto contribuye a la ciencia estableciendo una base de simulación sólida y adaptada al mercado eléctrico chileno desde la cual se pueden obtener conclusiones de peso fácilmente extrapolables a la realidad. Estas ventajas radican en la utilización de un modelo de tarificación real, con programación hidrotérmica, con un mayor número de centrales, multiperíodo, y una serie de otras características que junto con el algoritmo propuesto entrega mejores soluciones a juicio del autor.

Haciendo uso del modelo GOL como base de este estudio, se han desarrollado una serie de simulaciones, que pretenden estimar los niveles de precio reinantes en el mercado eléctrico chileno, en un escenario donde se presentan ofertas de precio al despacho en lugar de costos. El objetivo es llegar al nivel de precios de la energía²⁸, al que se vería enfrentado el consumidor final, si el sistema actual de despacho es reemplazado por uno donde se ofrecen libremente precios de largo plazo²⁹.

Es importante notar que el suministro eléctrico consta de un cargo por la energía consumida y otro por la contribución a la potencia de punta. Dado que el presente análisis se está haciendo a una tensión bastante alta el grueso del costo del suministro corresponde a la energía. De esta forma se ha optado por dejar de lado el tema del pago de la potencia³⁰ y centrarse en el de la energía, además normalmente

²⁸ En este contexto, el autor se refiere al precio de la energía del consumidor final como el precio que rige al consumidor por concepto energía, dejando de lado los cargos adicionales que pudieren existir por concepto de servicios de transmisión y distribución de ella.

²⁹ Según se explicará mas adelante se ha optado por establecer precios de largo plazo pues así se reduce el riesgo de la especulación con ellos, además es en cierta forma una restricción impuesta por el modelo utilizado (modelo GOL) que no es fácilmente soslayable.

³⁰ Nótese que el costo marginal de la potencia corresponde al costo de inversión en una unidad adicional de potencia.

este pago es bastante estable y no forma parte de las variables relevantes para las decisiones de las firmas.

En este escenario, las centrales se irían despachando según una lista de mérito que se construiría con las ofertas de precio de cada central y recibirían como paga el monto de energía que contraten, valorizado³¹ al precio medio de largo plazo (análogo al Precio de Nudo), mas sus excedentes / déficits valorizados al precio de la energía en el mercado spot, es decir, el Precio Marginal de la energía³².

La Tabla 4.1 resume los principales elementos del modelo propuesto y su relación con la realidad del CDEC-SIC.

³¹ Véase el punto 4.9.2 la discusión acerca de la valorización de la energía.

³² Véase el punto 4.5 para la definición de este término.

Tabla 4.1 Comparación Modelo - Realidad.

Característica	Realidad Chilena	Modelo Propuesto
Precio de Energía	Precio Libre y de Nudo	Precio Medio o de Nudo
Precios Spot	Costo Marginal	Precio Marginal
Despacho	Según Costo Variable	Según Precio de Oferta Anual
Nº de Hidrologías de Modelos Utilizados	40	3 Representativas
Clientes	Libres y Regulados	No hace diferenciación
Nivel de Contratos	Desconocido y Libre	Valor Esperado de la Generación

Para caracterizar la conducta de los participantes del despacho se han seguido dos caminos, primero se ha simulado a cada central actuando en forma independiente, para luego simular las centrales pertenecientes a un mismo holding actuando coludidas explícitamente. Estas alternativas son presentadas en la Figura 4.2. En el primero de los casos, las centrales evalúan sus decisiones de precio observando el impacto que estas puedan tener en sus propias utilidades y por tanto no se admite la posibilidad de colusión a menos que esta sea tácita, es decir, debido a que su accionar beneficia no solo ella sino también las demás firmas. En el segundo caso en cambio, se han simulado las centrales pertenecientes a un mismo holding actuando en forma coludida, es decir, subordinando sus decisiones de precio al impacto que puedan tener sobre la utilidad del holding, y no sobre su propia utilidad.

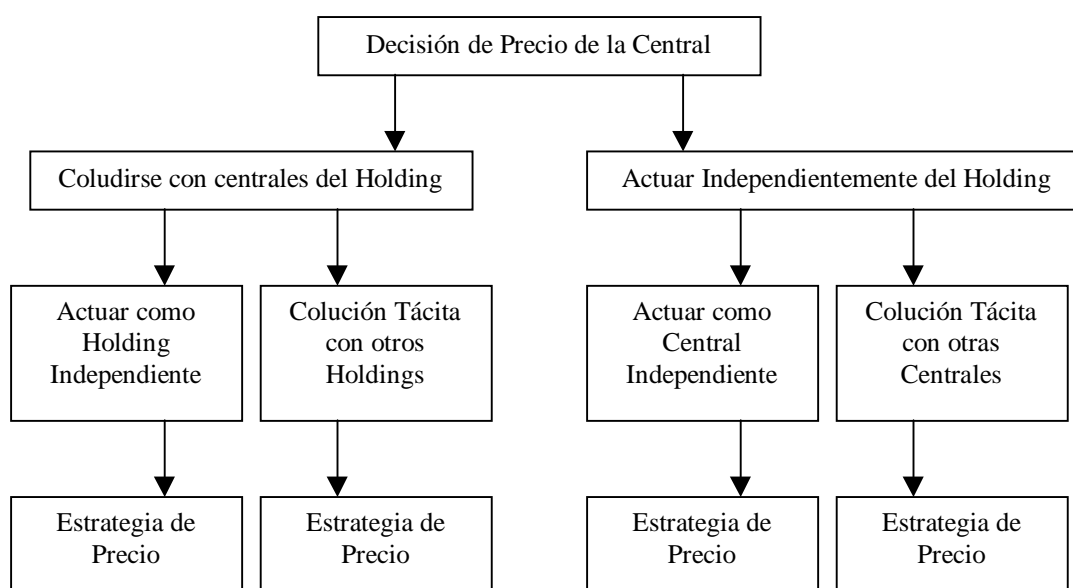


Figura 4.2 Decisión de oferta de la Firma

4.5 Suposiciones

El presente análisis lleva de la mano un sin número de suposiciones que se presentan en detalle a continuación:

El GOL es una buena herramienta para estimar los costos marginales trimestrales y realizar el despacho. De esta forma se utiliza este mismo modelo para determinar la central marginal y el precio marginal del despacho, y estos se suponen fijos durante todo el trimestre. Además se asume que el manejar esta información en términos trimestrales es un nivel de detalle suficiente.

Las centrales venden, en forma de contratos, el valor esperado de su generación, y sus excedentes / déficits son transados al precio marginal del despacho. Todo esto se realiza en forma independiente del despacho, donde solo se despacha según la lista de mérito que se construye con las ofertas de precio de cada central.

La forma que se ha adoptado para estimar el precio de la energía es calcular el promedio de los precios estimados reinantes en el despacho en los trimestres futuros. Este procedimiento de cálculo es claramente análogo al del Precio de Nudo, ambos cálculos son bastante similares y difieren principalmente en que el precio de nudo se calcula como promedio ponderado de los costos marginales trimestrales, y nuestro “Precio de la Energía” se calcula como el promedio simple de los que podríamos llamar “Precios Marginales Trimestrales”, es decir el precio de oferta marginal de dicho trimestre.

Tres hidrologías características son suficientes para representar la incertidumbre hidrológica propia del sistema.

Si bien el modelo considera una cierta capacidad de generación trimestral para las centrales del Laja, este no admite alterar dichas generaciones máximas, por lo que no se puede mover bloques de energía de un período a otro. Es importante notar que el modelo calcula su estrategia de embalse en base a la lista de mérito de las centrales térmicas, pero una vez definida esta estrategia es incapaz de alterarla. Es decir, cuando el Laja está optimizando su precio de oferta ya cuenta con una cuota de agua a desembalsar y esta se perderá si no se utiliza, no pudiendo almacenarse para el

próximo período si el Laja no es despachado por completo. El representar de mejor forma el costo alternativo del agua y por lo tanto los beneficios de postergar su uso podrían ser el objetivo de próximos desarrollos.

Las centrales con igual estructura de costos tienen un mismo comportamiento y por tanto igual precio de oferta entre sí.

El segmento de las turbinas a gas, es un segmento competitivo, sin barreras de entrada por lo que se asume que sus precios se mantienen similares a los que actualmente tienen.

Las centrales de pasada no afectan los precios pues nunca dan la punta. Por esta razón el modelo simplemente las resta a la demanda y no incorpora sus estrategias de precios en la optimización.

4.6 Modelación

En el presente modelo el despacho se realiza en forma independiente de los contratos, las firmas llegan simultáneamente al despacho con un precio de oferta por su energía en una base anual, el que en definitiva será quien definirá la lista de mérito con que se despacharán las centrales para satisfacer la demanda. El Precio Marginal de la energía será definido en este escenario como el precio de la central mas costosa que esté en funcionamiento al momento del cálculo.

Cada firma generadora, además de participar en el despacho presentando su precio de oferta, establece contratos de venta por su energía. La diferencia que se origine entre los montos de energía generados por la central y la contemplada en sus contratos, debe ser conciliada a través del pago de dichas transferencias de energía a otros generadores, valorizadas al precio del despacho vigente o precio marginal de la energía. El detalle de estas transacciones se presenta en forma gráfica en la Figura 4.3.

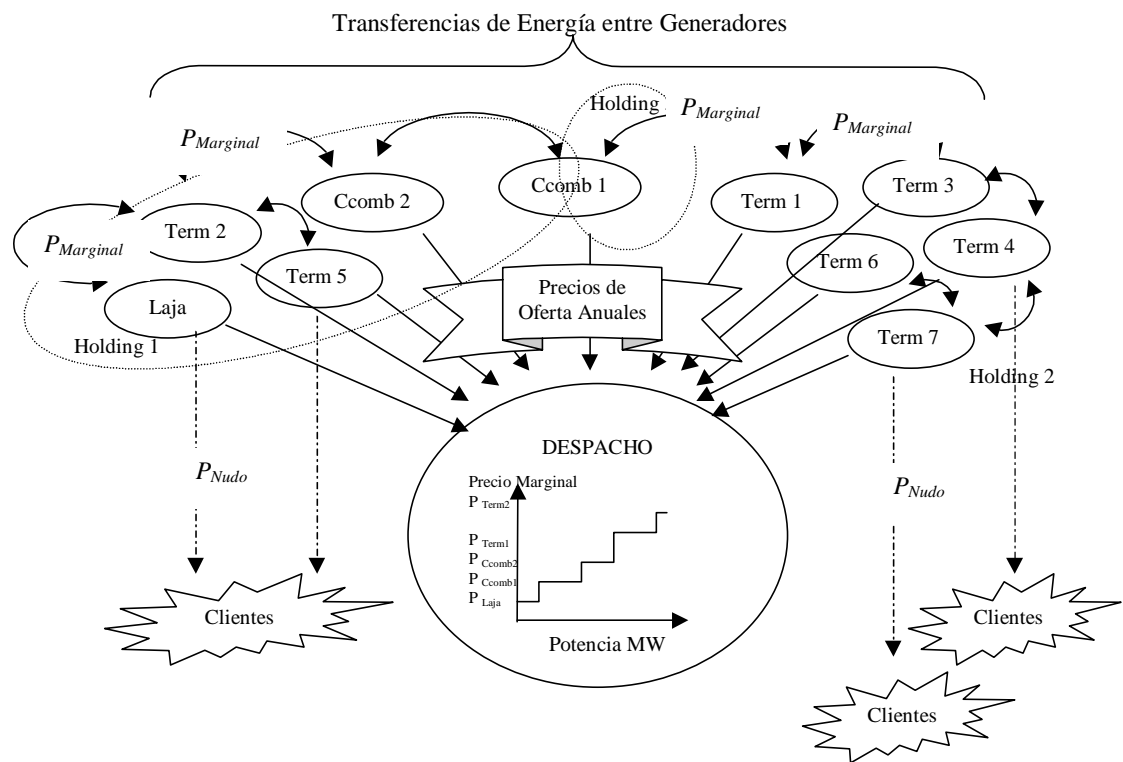


Figura 4.3 Representación del mercado

El modelo utiliza tres hidrologías que han sido consideradas como representativas de un año seco (año 1956/57), uno medio (año 1971/72) y otro húmedo (año 1975/76) y cada firma establece un nivel de contratos igual al valor que espera generar en este incierto escenario. De esto se deduce que el nivel de energía contratada por cada firma no ha sido modelada como una variable de decisión, sino que es simplemente el resultado estadístico del azar (valor esperado de la generación de la central en las hidrologías seleccionadas).

Es importante notar que al hacer esta suposición se están dejando de lado los niveles máximos de contrato que establece la legislación vigente (energías firme), pues en el caso de las centrales hidráulicas sólo pueden contratar el nivel de energía equivalente a su generación bajo hidrología 90% seca, es decir, un valor bastante más bajo al valor esperado de su generación. Las centrales térmicas, en cambio, tienen una energía firme bastante alta pues simplemente descuentan de su capacidad los mantenimientos programados y las salidas forzadas. Por otro lado el utilizar estos niveles de contrato máximos haría perder generalidad al modelo, y en un contexto

donde cada día suena mas fuerte la idea del comercializador, que vende energía a pesar que tiene cero energía firme.

Finalmente se debe mencionar que el nivel de contrato óptimo dependerá de cada empresa, su parque generador, la hidrología, su posición en la curva de carga, etc. y es una variable muy relevante que puede dar origen a importantes desarrollos futuros. En particular en el presente análisis no se incluyó entre las variables de optimización por el alto costo computacional que significa agregar otra dimensión al problema.

En el modelo, el precio utilizado para valorizar estos contratos es un precio trimestral estabilizado, calculado como el promedio de los Precios Marginales estimados para los próximos 16 trimestres, en adelante será llamado Precio de la Energía o Precio de Nudo, por la directa analogía que tiene con dicha tarifa. Esta forma de valorizar los contratos no obedece a una suposición tal como que toda la demanda está formada por clientes regulados, aunque para estos clientes si es una excelente forma de valorizar sus contratos. Este precio obedece a la mejor aproximación que es posible hacer para el precio contemplado en los contratos a clientes libres, pues históricamente se ha dado en Chile que tanto el precio de nudo que rige a los clientes regulados, como el precio medio de los contratos a clientes libres, siguen la misma tendencia, con una media similar, aunque el primero tiende a ser menos volátil que el segundo.

La función de beneficio que maximiza cada firma es un valor esperado compuesto por sus costos variables de generación, sus ingresos por concepto de ventas de energía contratada y sus ingresos (o egresos) por las transferencias de sus excedentes (o déficits) de energía. En suma se han considerado sólo los componentes variables del costo, dejando de lado los costos fijos, y por tanto se está utilizando como función objetivo una función similar al margen de contribución.

Dado que las ventas de energía son valoradas al "Precio de Nudo" y este se calcula con los "Precios Marginales Esperados" para los próximos trimestres, se tiene que el precio ofrecido por una central para un cierto año puede afectar los Precios Marginales de dicho período y por tanto los Precios de Nudo con los que se valorarán los contratos. De esta forma las decisiones del futuro también afectan el

presente por lo que se ha usado programación dinámica para definir la estrategia de precio a seguir.

Finalmente, las centrales del Laja han sido agrupadas como una sola central, permitiéndoseles ofrecer un precio por su energía al despacho, no así todas las demás centrales hidráulicas que el GOL modela como de pasada, que son modeladas como inframarginales.

El modelo incorpora la simulación independiente de 7 centrales térmicas convencionales, 2 de ciclo combinado, 2 turbinas a gas, 1 central de embalse y todas las demás centrales hidráulicas existentes son agrupadas como centrales de pasada. Lo anterior no significa que simule solo 11 centrales térmicas, sino que para incluir centrales adicionales se deben introducir al modelo junto con otras ya existentes. Por ejemplo, una de las 7 centrales térmicas convencionales del modelo agrupa a las dos centrales Guacoldas juntas. Una de las centrales de ciclo combinado corresponde a la central SES y la otra corresponde a las ciclo combinado futuras, que se van agrupado y sumando sobre una misma central en el modelo.

La central de embalse corresponde a la suma de las tres centrales de la cuenca del Laja (El Toro, Antuco y Abanico).

4.6.1 Tratamiento de la Hidrología y su Impacto en el Beneficio

Una de las principales características y limitantes del modelo corresponde a la utilización de sólo tres hidrologías. Esto puede introducir importantes desviaciones en la medida que se tiende a las condiciones hidrológicas más extremas, produciendo ciertas indiferencias entre algunas estrategias de precio que, utilizando un mayor número de hidrologías desaparecerían.

A continuación, en la Figura 4.4, se presenta un diagrama simplificado que representa la incertidumbre hidrológica y los componentes del valor esperado del ingreso para las centrales del Laja. Aquí se ha dejado de lado la actualización de los flujos y se presenta un solo período para simplificar su comprensión. Es claro, a partir de estas expresiones, que se ha supuesto la contratación de la totalidad del

valor esperado de la generación de la central³³. La energía generada y los precios marginales en cada caso extremo (seco y húmedo) han sido acompañados de un supraíndice que pretende mostrar en forma gráfica su magnitud relativa. Por ejemplo, en un período de sequía se tiene $P_{mg_i}^+$, es decir un precio marginal alto y G_i^- , una generación hidráulica menor. Es decir cuando la variable es grande o mayor se denota con un + y cuando es pequeña con un menos.

³³ Nótese que este valor esperado es calculado sobre la hidrología.

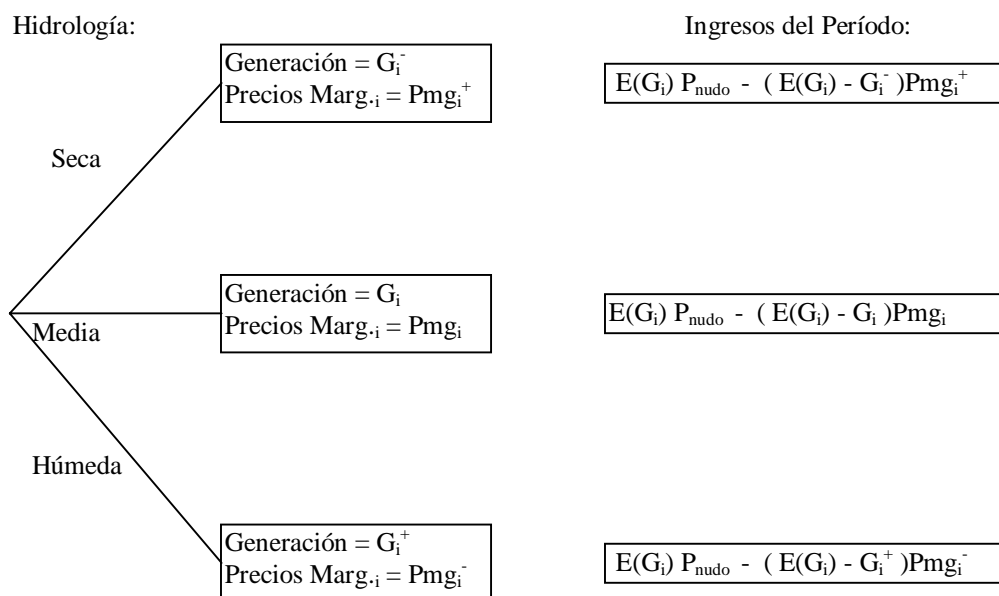


Figura 4.4 Composición del “Beneficio” de una Central Hidráulica

$$VE(\text{Beneficio}) = \frac{1}{3} \sum_{Hidrologia_{i=1}}^3 (E(G_i) \cdot P_{Nudo} - (E(G_i) - G_i) \cdot Pmg_i)$$

Para el caso de las centrales térmicas la generación crece con el precio marginal y con el precio de nudo por lo que los signos de los supraíndices que identifican estas variables han cambiado como se aprecia en la Figura 4.5. Finalmente, es posible notar la inclusión del costo variable de generación que caracteriza a cada central en su función de beneficio.

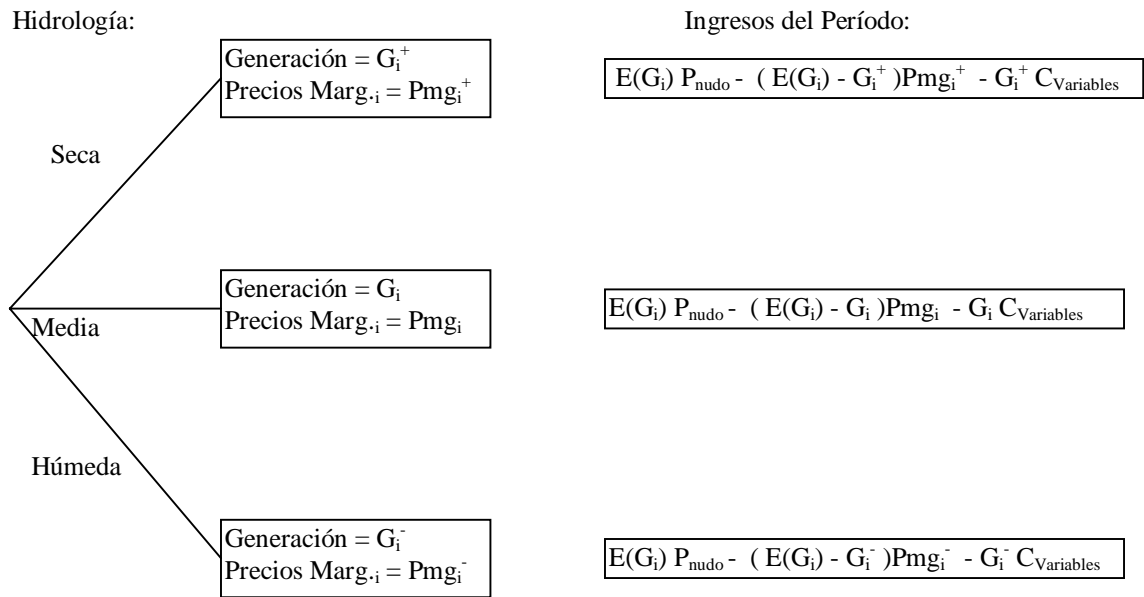


Figura 4.5 Composición del “Beneficio” de una Central Térmica

$$VE(\text{Beneficio}) = \frac{1}{3} \sum_{Hidrologia_i=1}^3 (E(G_i) \cdot P_{Nudo} - (E(G_i) - G_i) \cdot Pmg_i - G_i \cdot C_{Variables})$$

4.6.2 Impacto del Precio de Oferta en el Beneficio

Como una forma de explicar las razones que llevan a una central a mover su precio de oferta en uno u otro sentido, esta sección pretende reforzar la descripción de la utilidad hecha anteriormente, poniendo el énfasis ahora en el precio de oferta y no en la hidrología como se hizo anteriormente.

En la expresión que representa al “Beneficio” mostrada mas abajo, se puede observar que además de incluir el costo variable de la generación, el ingreso está formado por dos componentes, uno que representa a las ventas a precio de nudo, y otro que representa las transferencias de energía a Precio Marginal, pues se ha supuesto que las desviaciones de la generación respecto de la generación esperada deben ser satisfechas comprándolas o vendiéndolas en el mercado spot.

$$VE(Ingresa - C_{Variables}) = \frac{1}{3} \sum_{Hidrologia_i=1}^3 (E(G_i)P_{Nudo} - (E(G_i) - G_i)Cmg_i - G_i * C_{Variables})$$

Donde $i=1$ corresponde a la hidrología seca, 2 y 3 corresponden a las hidrologías medias y húmedas respectivamente. No se debe olvidar que esta expresión representa un solo período y se debe aplicar la suma actualizada de todos los períodos para obtener su expresión final.

Para analizar los posibles efectos de una estrategia de precios sobre las rentas de una central debemos distinguir entre dos casos, según sea la magnitud de la variación en el precio. El punto es, si con dicho cambio produce o no un cambio en la lista de mérito, o dicho de otra forma, si este cambio en el precio le permite o no cambiar su posición en la curva de carga.

En el caso en que el cambio de precio es lo suficientemente grande para cambiar de posición en la curva de carga, se tendrá generalmente como consecuencia una variación en el factor de planta de la central, esta variación en su generación esperada impacta directamente sobre sus beneficios, pues su nivel de ventas a precio de nudo cambiará. Además de esto, la estructura de sus transferencias de energía también variará. Por otro lado si dicha central es marginal, se tendrá también una

variación en los Precios Marginales de dicho período y por tanto otra causa para la variación de sus ingresos.

En el segundo caso, es decir, cuando la central mueve su precio sin alterar el orden de despacho de las centrales, la generación de la central se mantiene y las únicas fuentes de variación de los ingresos son las posibles variaciones de los costos de las transferencias de energía como producto de variaciones en los Precios Marginales, además de las variaciones del precio de nudo que se pudiesen producir.

A continuación se detallan algunas situaciones “tipo” que pretenden exhibir los conceptos o ideas que hay detrás de las presentes simulaciones.

Una central térmica, al bajar un escalón en la curva, por lo general reduce el porcentaje de tiempo que es deficitaria y aunque baja los precios, hace mas estable y menos dispersa su generación además de aumentar su factor de planta. Por otro lado, las centrales hidráulicas de embalse, que tienen una generación intrínsecamente mas dispersa, al subir un escalón y dar la punta en la hidrología húmeda eliminan parte de esta dispersión, por lo que baja la magnitud de sus excedentes en condición húmeda y con esto baja, tanto el valor esperado de sus ventas como los déficits de energía en condición seca. En base a esto, si la central próxima tiene un precio bastante superior al suyo, le podría convenir subir los precios en el período húmedo donde quizás no es deficitaria a diferencia de las térmicas.

Por ejemplo, si una central está analizando un importante alza en su precio de oferta, y esta le permite subir en la curva de carga, se tiene que reducirá su generación esperada y por tanto sus ingresos por ventas a precio de nudo, pero a la vez quizás, podría conseguir un alza en los precios marginales tal que el efecto anterior sea superado por el impacto en sus rentas del alza en el precio de nudo y del alza en el precio marginal que está recibiendo por sus excedentes.

En forma aún mas detallada y abstrayéndose de la acción competitiva de las demás centrales, podemos referirnos a lo que le ocurre a una central térmica económica que evalúa la posibilidad de subir su precio de oferta, mediante el siguiente razonamiento. El subir el precio suficientemente como para lograr subir un escalón, implica subir los precios marginales de las hidrologías medias y húmedas y

mantener los de las hidrologías secas. Esto se debe a que precisamente es en condiciones medias o húmedas cuando dicha central es marginal y por lo tanto al cambiar de posición deja de serlo, cediendo su posición a una central de mayor costo. Además, el subir de posición implica bajar la generación en todas las hidrologías, incluso las secas, cuando ya han entrado muchos ciclos combinados. En suma, reduce sus ingresos en prácticamente todas las hidrologías. La razón de esto es que dada la baja en la generación y la similitud de costos con otras centrales, sólo logra una leve alza de los marginales en las hidrologías secas y medias, no alcanzado a producir un suficiente aumento de ingresos por contratos, tal que supere el aumento de los precios de los déficits de energía mas la baja en el volumen de ventas.

4.6.3 Algoritmo de Solución y Metodologías Utilizadas

Al momento de decidir cual sería el criterio a utilizar para representar la conducta de los distintos agentes del mercado, se ha optado por la utilización conjunta de mas de un criterio, esto aunque complica el análisis, entrega mejores resultados y mas cercanos a la realidad.

El estudio de las estrategias dominadas, la simulación de distintos escenarios, la aplicación del criterio de maximin, y los análisis de precios limite, han resultado ser una poderosa herramienta de simulación. Las siguientes líneas describen como se fusionó los resultados de dichos análisis para llegar al resultado final del presente estudio.

La Figura 4.6 representa en forma simplificada las distintas etapas que utiliza el algoritmo desarrollado.

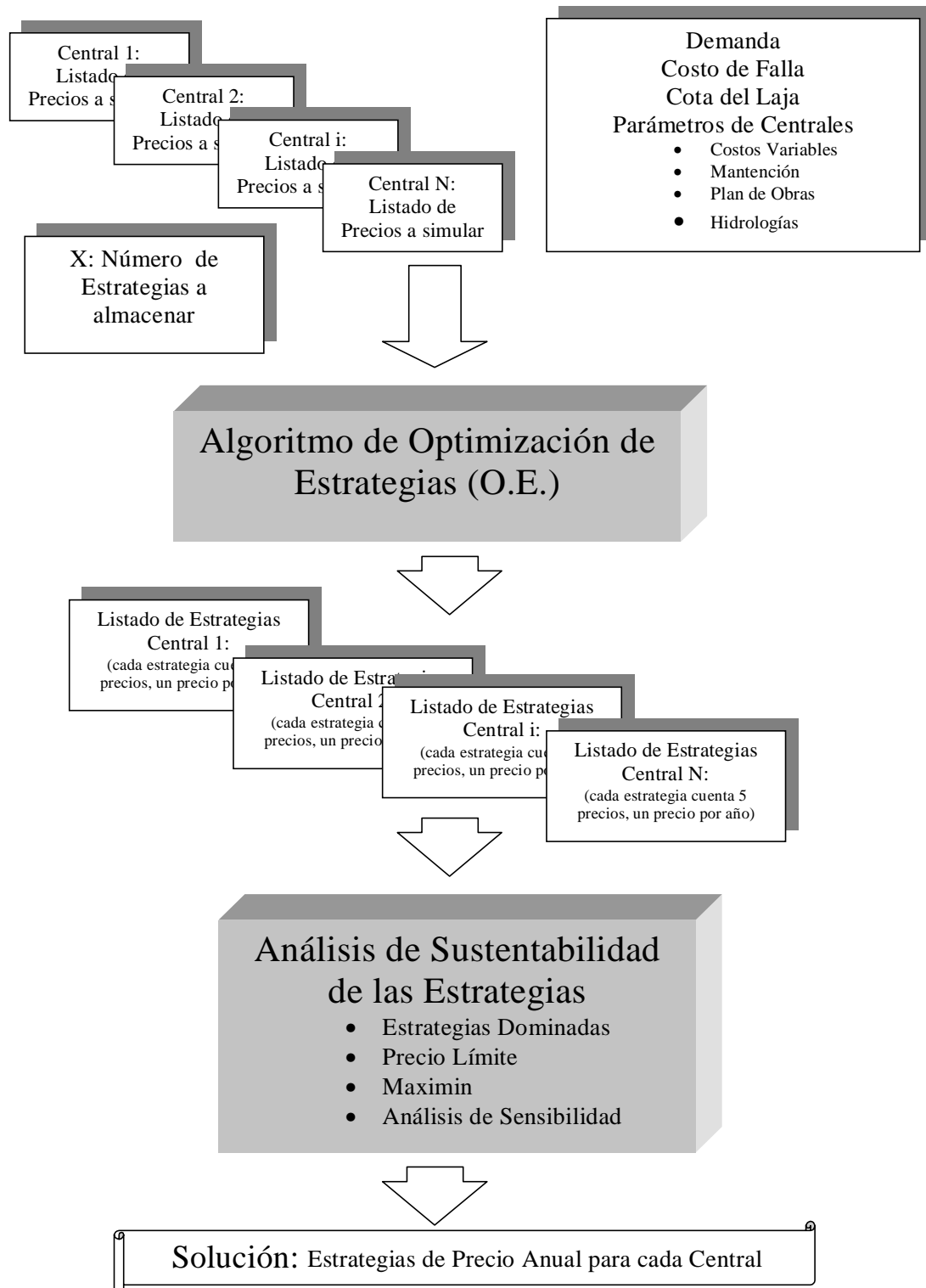


Figura 4.6 Algoritmo de Solución

En el algoritmo propuesto se distinguen dos grandes bloques, la **Optimización de Estrategias** y el **Análisis de Sustentación** de estas. El primero corresponde a una optimización de las estrategias de precio de la central en cuestión, sobre un escenario estático. El segundo, en cambio, corresponde a una etapa de validación y perfeccionamiento de las estrategias obtenidas en la primera etapa. Aquí se incorpora a las estrategias un análisis competitivo, es decir, son sometidas la interacción con las demás firmas, para lo cual se utiliza la concurrencia de los criterios de Maximin, Precios Límite y Análisis de Estrategias Dominadas y de Sensibilidad.

Según describe la Figura 4.8 el Algoritmo de Optimización de Estrategias requiere, además de los parámetros que caracterizan al mercado eléctrico y sus centrales, la lista de posibles precios que se desea simular. Esto debe ser ingresado para cada central y para cada año.

Además, el algoritmo requiere de un escenario de precios inicial para comenzar la optimización de una central. Para esto se tomó como punto de partida la hipótesis que de mantener una central su posición en la lista de mérito, en la mayoría de los casos preferirá ofrecer un precio un poco menor al costo variable de la central que la supera en costo. Así, aprovechándose de la ventaja de costos que tiene una central sobre la otra, se procedió a optimizar la estrategia de precios de cada central basándose en un escenario inicial donde las demás centrales permanecen fijas, ofreciendo un precio mayor a su costo variable e inferior al costo variable de la central que la supera en costo. Mas adelante se podrá observar que la hipótesis antes señalada tendió a verificarse en bastantes oportunidades.

Con esto, el algoritmo nos entrega una serie de estrategias de precio para cada central y para cada año. Esta lista de estrategias tiene el defecto de no incorporar la reacción de una central frente a las acciones de otra. Debido a esto, generalmente la estrategia de precio óptima de una central dista bastante de ofrecer su verdadero costo variable, pues conociendo los precios de las otras centrales puede ofrecer precios que le permitan bajar o subir algunos escalones en la curva de carga o acercar mucho sus precios a los de otras centrales sin incorporar, al mover sus precios, los

riesgos que involucra la reacción de las otras empresas y la incertidumbre sobre estas reacciones.

Con el ejercicio anterior se determina, además del precio de oferta óptimo anual de cada central, una lista ordenada de precios subóptimos que tienen el sentido de reflejar el orden de preferencia de las estrategias de precio de cada central. La razón de guardar una lista de estrategias y no sólo la estrategia óptima se basa en que al momento de hacer el análisis de sustentación de una estrategia esta puede reducir sus beneficios o ser insostenible y por tanto dejar de ser preferible frente a otra estrategia de la misma lista. En estos casos se ha optado por analizar todas las estrategias que en dicha lista aparecen como preferibles a la de mantener su actual posición en la curva de carga pues generalmente estas estrategias no son sustentables frente al accionar de las demás centrales. Obviamente en estos casos también se analizan las estrategias que contemplan variaciones de precio pero manteniendo la posición que actualmente ocupa en la curva de carga.

El segundo gran bloque del algoritmo propuesto corresponde al Análisis de Sustentación, este algoritmo es aplicado a cada una de las estrategias obtenidas en la etapa anterior, y consiste básicamente en validar y/o modificar dichas estrategias incluyendo la posible interacción entre centrales contiguas. Luego de aplicar los distintos criterios de validación y simulación a todas las estrategias obtenidas en la etapa anterior, el modelo entrega el escenario de precios resultante para cada central y cada año, desechando los escenarios subóptimos.

La Figura 4.7 presenta un diagrama simplificado del tratamiento que se aplica a cada una de las estrategias a evaluar. El primer paso del análisis de sustentación consiste en verificar si la estrategia de precio de la central que está siendo estudiada entra en conflicto con la central contigua, es decir, si son o no compatibles las estrategias de precio de ambas centrales. Por ejemplo podría darse que para una central es atractivo intentar ocupar una posición en la curva de carga distinta a la que actualmente ocupa, pero a la central contigua no le es para nada atractivo este cambio de posición. Esto produce claramente un conflicto entre las estrategias de precio de ambas centrales cuyo resultado deberá ser definido por el resto del algoritmo. Si no se presenta este tipo de situaciones y conserva cada central

su posición en la curva de carga la central simplemente ofrece un precio que optimiza sus rentas pero manteniendo su posición en la curva de carga. De existir algún conflicto como el descrito anteriormente se verifica si el cambio de posición en la curva de carga beneficia a ambas centrales, de ser así este se lleva a cabo y luego cada central establece precios óptimos dentro de las nuevas posiciones que ocupan en la curva de carga. En caso que este cambio no sea beneficioso para ambas, se procede a verificar la existencia de un precio límite, este debe ser tal, que al adoptarlo la central haga desaparecer el interés de la otra por usurpar su posición en la curva de carga. De no existir un precio tal, se cuestiona si a la central le conviene o no impedir el cambio de posición, pues puede que le sea mas rentable ceder su posición en la curva de carga en vez de defenderla. De ser así ofrecen precios que les hacen cambiar de posición entre centrales y a la vez son óptimos en sus posiciones. De lo contrario, se aplica el criterio de maximin sobre los escenarios factibles, habiendo eliminado previamente las estrategias dominadas. Finalmente, se toman estos resultados y se refinan según los análisis de sensibilidad, pues el criterio de maximin nos obliga a discretizar los precios a simular introduciendo un cierto nivel de error que reducimos al sensibilizar.

En los casos descritos anteriormente, donde las centrales tendían a ofrecer precios óptimos pero que conservaban sus posiciones, se estableció que llevaban sus precios en la dirección que mas les beneficia, dada por el análisis de sensibilidad, pero limitados por el costo de su central vecina para no correr el riesgo de perder su posición.

Finalmente vale la pena reforzar, que a pesar que es muy frecuente observar, que un par de centrales contiguas presenten una tendencia a subir sus precios, no es frecuente que estas se disputen una posición en la curva de carga, pues simplemente ambas centrales apuntan sus precios en el mismo sentido.

Se puede notar que el presente algoritmo analiza la interacción de sólo una par de centrales contiguas. La forma de extenderlo al total de las centrales existentes en el mercado consistió básicamente en partir desde la central mas económica hasta la mas costosa y analizar su comportamiento una por una, estudiando su posible interacción con las centrales contiguas. De esta forma, a

medida que se van estudiando mas y mas centrales, se torna necesario ir actualizando los precios de oferta anteriormente calculados para las centrales ubicadas mas abajo en la curva de carga. Además de esto, se debe conciliar las dos estrategias de precio que eventualmente se podrían obtener de evaluar separadamente la interacción de una central con las dos centrales contiguas. Para esto se utilizó el hecho que de participar la central en alguna disputa, esta generalmente será contra una de las dos centrales adyacentes y por lo tanto se ha optado por hacer primar el precio obtenido del análisis competitivo y se deja de lado el precio obtenido por simple optimización dentro de la posición que actualmente utiliza en la curva de carga, esto sigue la lógica de fijar el precio que reporte la mejor utilidad pero que sea además sustentable.

Finalmente, luego de cada etapa se van actualizando los precios y estrategias de todas las centrales en base al criterio que primó en su elección de manera de evitar que la última central en procesar sea favorecida como si este fuese un juego secuencial y además mantener los precios de oferta de todas la centrales actualizados al nuevo nivel de precios del mercado³⁴.

³⁴ La idea aquí presente es que los precios calculados para una central se deben corregir luego de alterar el precio de otra central para que así estos sigan teniendo sentido.

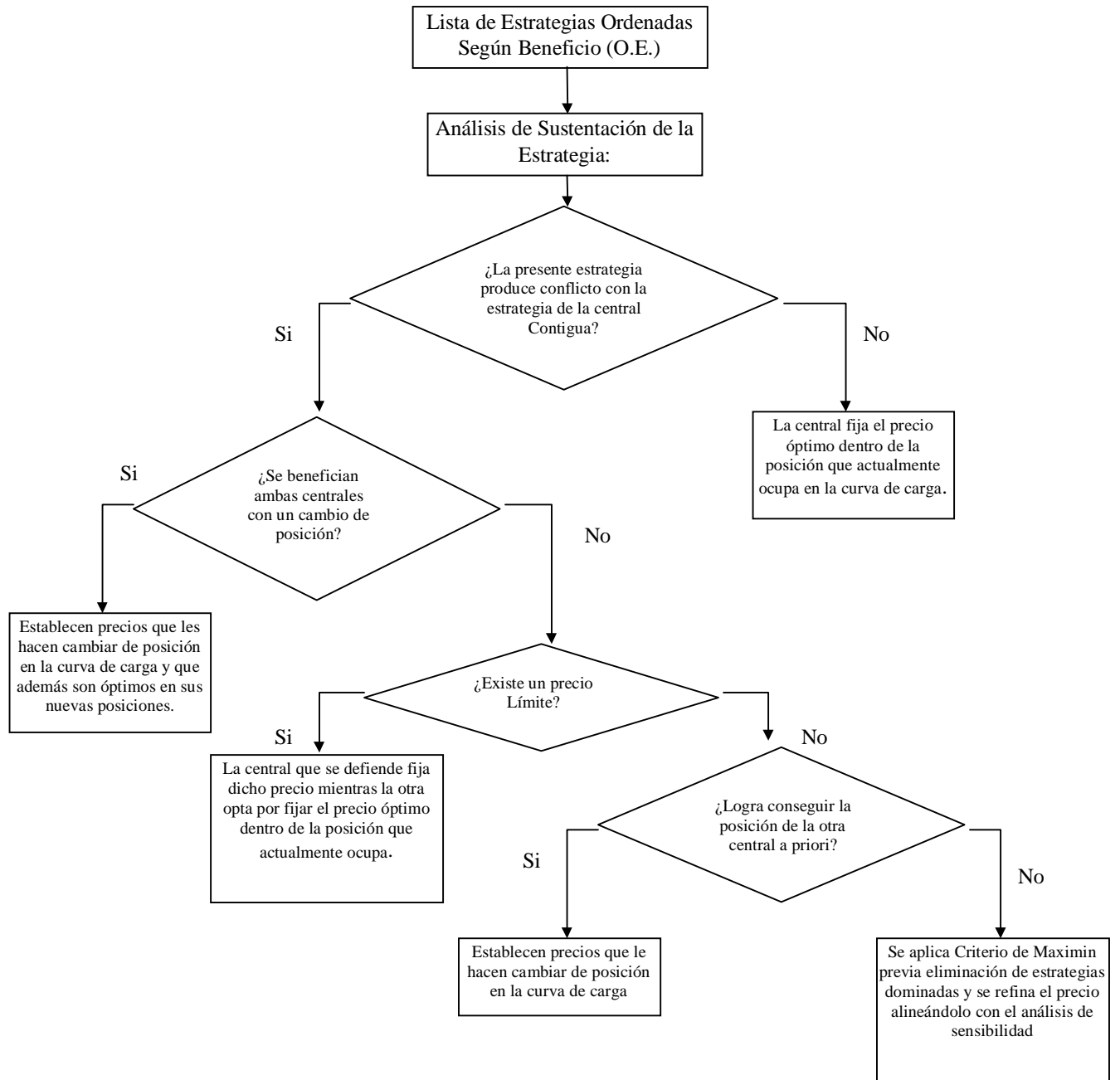


Figura 4.7 Análisis de Sustentación

4.6.3.1 Optimización de Estrategias (O.E.)

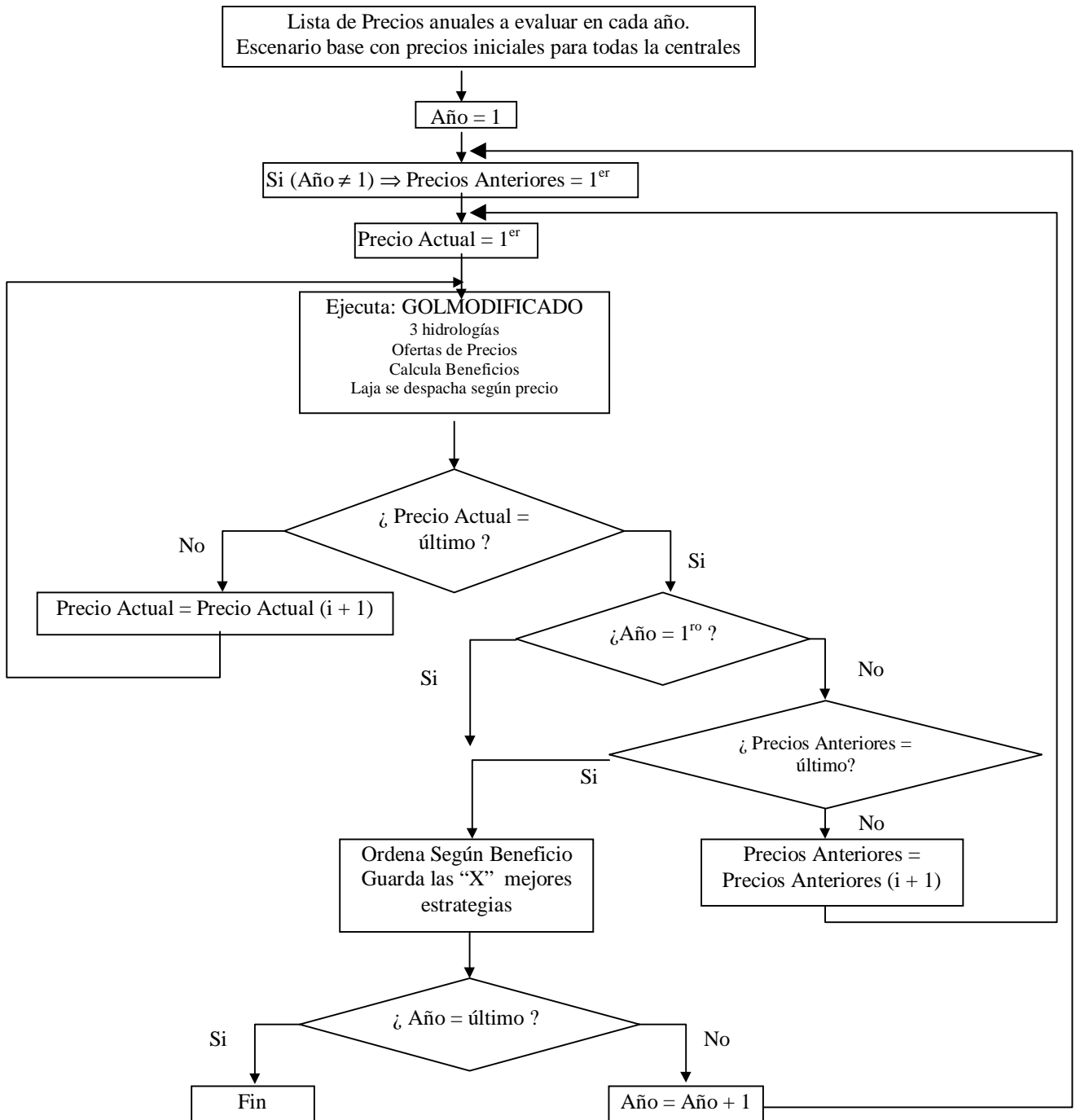


Figura 4.8 Algoritmo de Optimización de Estrategias

Según se explicó en el capítulo precedente, y según se resume en la Figura 4.8, en esta etapa de la metodología se utiliza un algoritmo que optimiza el precio de oferta de una central suponiendo que las demás centrales no reaccionan ante dicha estrategia. Para esto es necesario establecer un escenario base que incluye, además de las demandas y parámetros de las centrales, los precios de oferta de las demás centrales. Además es necesario ingresar una lista de los posibles precios de oferta que se desea estudiar en cada año. Como resultado se obtiene para cada central una lista ordenada según beneficio de los precios de oferta óptimos, considerando como fijos los precios de las demás centrales. Con esto algunas centrales presentaron una gran propensión a preferir posiciones en la curva de carga distintas a las que tenían según sus costos variables. Esto se explica, en parte, con el gran campo de acción que se le da a una central si conoce, antes de hacer su oferta, todas las ofertas de las demás centrales.

Aquí se debe poner hincapié en el hecho que el principal programa realizado, que efectúa estas simulaciones, tiene como finalidad estimar la estrategia de precio óptima de una central para un escenario dado. Es decir, suponiendo conocidos o estimados todos los precios de las demás centrales. Dado que lo que aquí se está tratando de hacer es estimar un equilibrio de mercado, suponiendo un esquema de ofertas anuales, y donde se trata de estimar simultáneamente precios para todas las centrales, se está yendo más allá del objetivo de diseño de esta etapa del modelo, por lo que fue necesario validar y fusionar los resultados de este modelo con otras consideraciones y simulaciones dadas por el análisis de Sustentación, según se explicó en el capítulo anterior.

El supuesto que se utilizó como punto de partida de las simulaciones, que establecía como escenario inicial uno donde las centrales tendían a ofrecer un precio alto, pero menor al costo variable de la central que la superaba en costo, tendió a verificarse en la mayoría de los casos en los resultados finales, es decir en repetidas ocasiones esta fue la estrategia a seguir. Esto da mayor peso al presente análisis pues el escenario base resultó ser bastante cercano al escenario final. La suposición anterior se basó en la idea que las centrales tenderían a subir los precios buscando conseguir alzas en los precios marginales y precios de nudo, pero evitando someterse al riesgo de perder su posición en la curva de carga.

Es posible notar en el algoritmo, la utilización de la programación dinámica como metodología de optimización. Cada año se va guardando la estrategia óptima de los demás años (etapas anteriores) y se prueban todos los precios contenidos en la lista para el año en estudio. Luego se ordena esta lista según el beneficio y se selecciona el precio de oferta óptimo. Además de esto se guarda en un registro la lista de precios completa y para cada año ordenada según beneficio.

4.6.3.2 Precio Límite³⁵

En el punto precedente se notó la tendencia de las firmas a ofrecer precios bastante distintos a sus costos variables y se estableció como principal causa la omisión de las reacciones de las demás firmas. Ahora se refuerza este argumento, notando que es muy probable que para una firma que conozca el precio de oferta de las demás firmas, sea muy beneficioso ofrecer un precio muy cercano al de otra central, ya sea por abajo o por arriba según sea el caso, pues conoce los beneficios que un amplio rango de precios le podría traer. Ahora, cuando surge la posibilidad de fallar en la elección del precio, pues el precio de la otra central no es perfectamente conocido, se puede tornar muy riesgoso especular con el precio e intentar acercarse al precio de la otra central. Conforme a esto, y con el objeto de validar las estrategias obtenidas en la etapa anterior, estableciendo si es posible sostener dichas estrategias, a pesar de incluir la acción de las otras firmas, se procedió a hacer el siguiente ejercicio. En los casos en que un par de centrales tendían a disputarse una posición en la curva de carga, se evaluó si es que existía algún precio tal, que si la central que está ocupando dicha posición lo utiliza, la otra central que pretendía usurpar dicha posición pierde el interés por esta, pues le deja de ser rentable y por ende ambas centrales mantienen sus posiciones. En adelante llamaremos a este precio **“Precio Límite”**. La idea es que si existe un precio límite tal, que a la otra central le deja de ser rentable tratar de usurpar la posición en la curva de carga, la central fijará un

³⁵ Es importante notar que el criterio que hemos llamado Precio Límite no corresponde al expuesto en la literatura económica, sino que al precio que lleva a las firmas a desistir del intento de ocupar una posición en la curva de carga que no les corresponde.

precio un poco menor (o mayor según corresponda) de manera de mantener esta posición.

Para analizar estas situaciones se desarrolló un algoritmo basado en el programa de la etapa anterior y que es descrito a través de la Figura 4.9. A continuación se detallan las condiciones para la existencia del precio límite en los casos donde las centrales tienden a disputarse una posición en la curva de carga.

Caso 1: La central superior se beneficia al bajar una posición en la curva de carga

- De mantener ambas centrales su posición en la curva de carga, las rentas de la central superior deben bajar al reducir el precio ambas centrales (Es decir, ante un intento fallido, por parte de la central superior, de bajar un escalón mediante la baja del precio de oferta, esta reduce sus rentas pues la central contigua anticipó dicha acción y bajó su precio para evitar perder su posición en la curva de carga).
- Para un mismo precio de oferta, el beneficio de la central superior de estar un delta³⁶ abajo de la otra central, es mayor que el de estar un delta arriba. (la idea es que a la central superior le beneficie el ser despachada primero, es decir ofreciendo un precio un poco menor que la otra central).

En la figura se explica el algoritmo utilizado para una central típica, que está evaluando bajar un escalón en la curva de carga, este se utiliza iterativamente para distintos niveles de precio P_i hasta que se encuentra el precio que iguala la utilidad de conservar su posición en la curva de carga ofreciendo un precio óptimo dentro de esta, con la utilidad de bajar un escalón en la curva de carga ofreciendo un precio justo menor al de la central contigua. La idea es encontrar el precio que deja indiferente a la central entre intentar bajar un escalón en la curva de carga o fijar un precio que no altere su posición en esta. Este precio límite es aquel precio que la

³⁶ Con “delta” se refiere a un número muy pequeño, pero que es la diferencia entre el precio de ambas centrales y por tanto define cual será despachada primero.

central inferior fijará para no perder su posición en la curva de carga, pues la central superior obtendría la misma utilidad bajando o no, y si intenta bajar está la posibilidad de no lograrlo lo que le hace preferible ofrecer un precio óptimo, pero dentro de la posición original que ocupa dentro de la curva de carga.³⁷

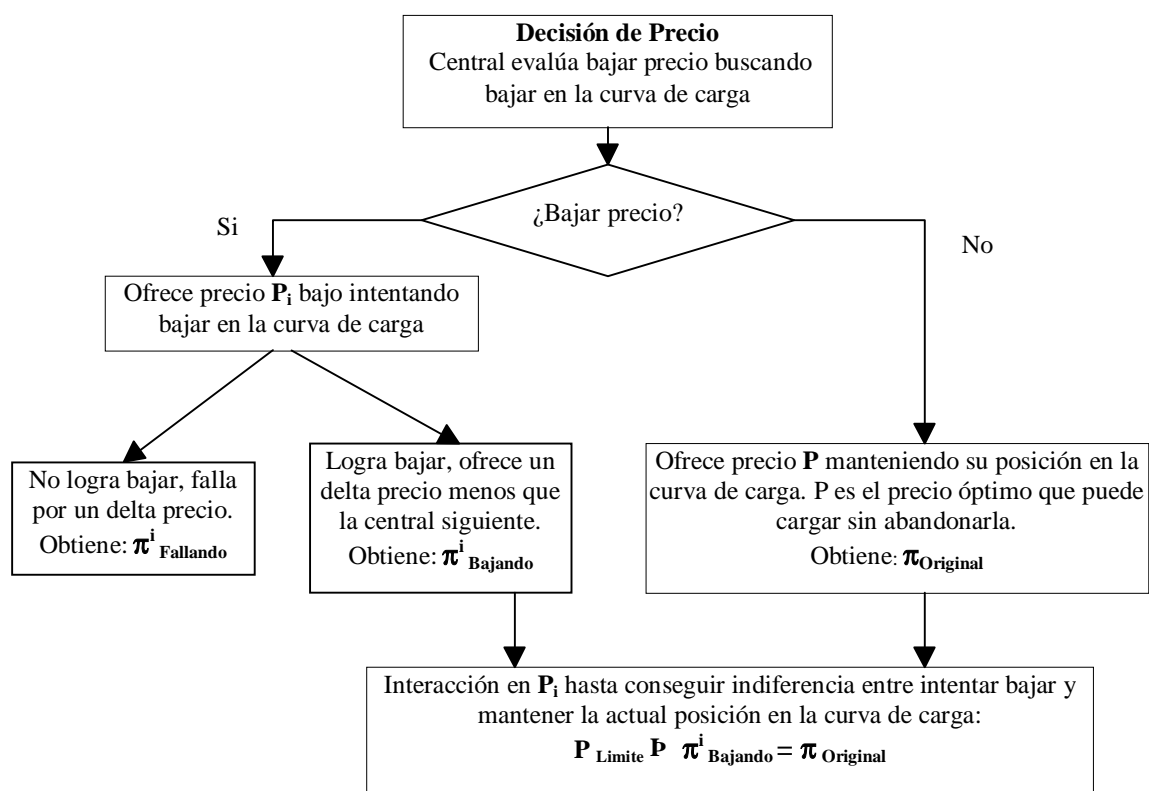


Figura 4.9 Algoritmo de estimación del Precio Límite
(Central evaluando bajar en la curva de carga)

Condiciones para la existencia del precio límite:

³⁷ Aquí se está dando por hecho que para la central inferior es conveniente defender su posición en la curva de carga, pues este es el punto de partida para la utilización de este criterio.

$$\frac{\partial \pi_{\text{fallando}}^i}{\partial P_i} < 0$$

$$\pi_{\text{fallando}}^i < \pi_{\text{bajando}}^i$$

Caso 2: La central inferior se beneficia al subir una posición en la curva de carga

- De mantener ambas centrales su posición en la curva de carga, las rentas de la central inferior deben bajar al subir el precio ambas centrales (Es decir, ante un intento fallido, por parte de la central inferior, de subir un escalón mediante el alza de su precio de oferta, esta reduce sus rentas pues la central contigua anticipó dicha acción y alzó su precio para evitar perder su posición en la curva de carga).
- Para un mismo precio de oferta, el beneficio de la central inferior de ofrecer un precio un delta arriba que el de la otra central es mayor que el de ofrecer un delta por debajo.

Se debe notar que en muchas ocasiones en la etapa anterior, un par de centrales adyacentes en la lista de mérito tendían, por ejemplo, a subir un escalón en la curva de carga cuando estudiaban separadamente sus estrategias, pero al llegar a esta etapa, en la medida que ambas centrales apuntan sus objetivos a subir precio, esto rara vez originaba una disputa por una posición en la curva de carga, sino más bien un aumento generalizado de los precios de oferta por lo que no conducen a un precio límite.

4.6.3.3 Criterio Maximin

Como se señaló anteriormente es un criterio de selección de acciones bastante conservador. Plantea el estudio del peor resultado que se puede obtener con cada una de sus posibles acciones, para luego llevar a cabo la acción que maximiza dicho peor resultado.

Se analiza, para cada uno de los posibles precios de oferta de una central, cual es la peor utilidad que podría obtener observando todos los escenarios, y se opta

por llevar a cabo la acción que reporta la mayor de estas utilidades mínimas. En este caso, un escenario es representado por una secuencia de precios de oferta de las demás centrales.

Para simplificar la optimización se han supuesto fijos los precios de oferta de las demás centrales que no participan en la disputa. De esta forma la diferencia entre un escenario y otro es simplemente el precio de oferta de la otra central en disputa.

El defecto de este criterio aplicado a este problema es que es un poco miope, pues no considera el hecho que algunas estrategias son dominadas a priori por otras y por tanto no son alternativas que debieran ser consideradas por la otra central, es decir no incorpora el hecho que algunos de los escenarios no son factibles de ocurrir, por lo que es necesario acompañar a este criterio con un “Análisis de Estrategias Dominadas” que elimine dichos escenarios. Además se tiene que le da ventaja a una central sobre la otra pues al establecer los precios de oferta de cada una de las centrales no se permite que estos sean iguales entre sí³⁸. En particular, en estas simulaciones se estableció que la central de costo combustible menor es capaz de ofrecer el menor precio y la de costo mayor es capaz de ofrecer un precio mayor. Esto es respaldado por la lógica y no introduce distorsiones, pero el problema surge cuando las centrales tienen costos variables iguales y por tanto no se cuenta con ninguna información que permita discriminar que central puede tener o no tener una propensión a ofrecer mayores o menores precios. Como ejemplo se tiene el caso de las centrales de ciclo combinado futuras, que se asume ofrecen todas igual precio y no se cuenta con ninguna información que permita discriminar cual de ellas contará con una ventaja de costos y por lo tanto tenga una mayor propensión a ofrecer precios mas bajos.

Con la estructura antes descrita y representada en la Figura 4.10, se realizaron simulaciones sobre un gran número de escenarios, donde cada precio de

³⁸ Esto se debe a que al hacer el despacho se debe optar por despachar una central antes que la otra.

oferta representa una posible acción, y cada precio de la central contraria un posible escenario. Finalmente, cada central analiza cual es el peor beneficio que puede recibir con cada uno de sus precios de oferta, y luego opta por el precio que maximiza dicho beneficio.

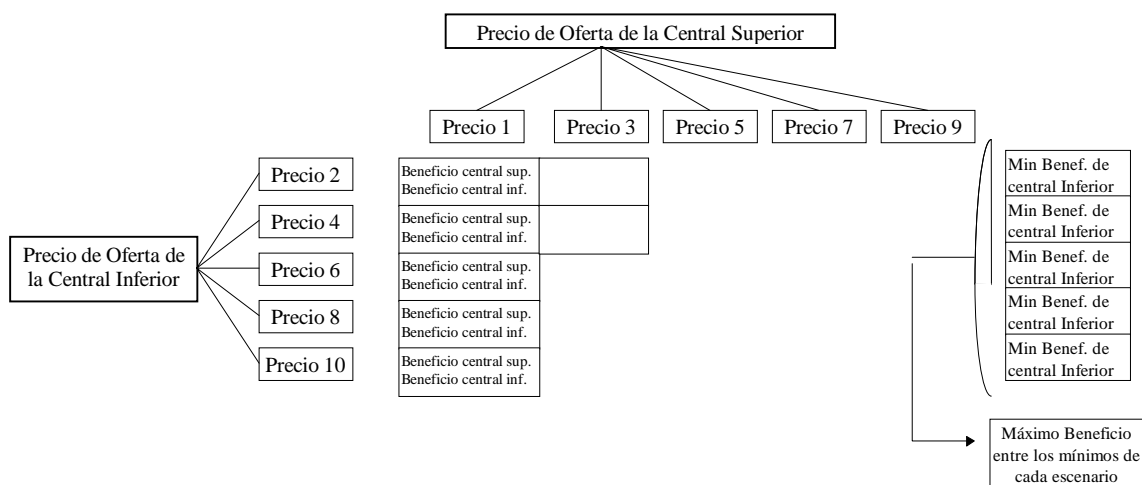


Figura 4.10 Criterio Maximin Aplicado al Modelo

4.7 Resultados y Conclusiones

Luego de aplicar cada uno de los criterios que forman parte del algoritmo propuesto y fusionar sus resultados, se obtiene un precio de oferta óptimo para cada central y para cada uno de los años de análisis. Cuando se observan los resultados del primer estudio (véase Tabla 4.2), donde las centrales actúan en forma independiente, se observa una clara tendencia a ofrecer precios mayores a sus costos variables, tendiendo estos precios a acercarse a los costos variables de la central que la supera en costo.

Además en ellos queda en evidencia el hecho que la central que representa al Laja puede optar, bajo algunos escenarios, por ofrecer un precio incluso

superior al de una central térmica y así usar el gran poder de mercado³⁹ [Tiro90] [Newb96] que por su tamaño y característica de costo posee, pero siempre atendiendo a los niveles de costos que poseen las demás centrales. Por otro lado, la entrada de mas centrales térmicas económicas, como lo son las centrales de ciclo combinado, tienden a atenuar este poder. Dichas centrales al tener tan bajos costos, limitan el nivel de alzas de precio que puede manejar el Laja sin abandonar o arriesgar su actual posición en la curva de carga.

Vale la pena notar, que el precio de oferta de las centrales hidráulicas siempre será superior a cero bajo este esquema de ofertas de precio, a diferencia del caso de despacho a costo marginal real, donde el costo marginal es nulo cuando las centrales hidráulicas están vertiendo agua por colmar sus embalses.

Tabla 4.2 Precios de Oferta (Centrales Independientes)⁴⁰

<i>Precios de Oferta Anuales Mills/KWh</i>						
Central	C Variable	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Laja	0.0	13.1	20.1	13.1	13.1	13.1
C. Comb.1	13.1	N.A.	13.5	13.2	13.2	13.2
C. Comb.2	13.5	N.A.	N.A.	20.2	20.8	20.8
Term 1	20.2	21.6	21.6	21.8	21.5	21.5
Term 2	21.6	21.9	23.4	23.2	21.6	21.6
Term 3	21.9	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6
Term 4	23.6	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0
Term 5	41.0	52.9	52.9	52.9	52.9	52.9
Term 6	52.9	55.5	55.5	55.5	55.5	55.5
Term 7	55.5	67.4	67.4	67.4	67.4	67.4

La Tabla 4.4 presenta el mismo análisis descrito anteriormente, pero actuando las centrales en beneficio de su holding propietario o relacionado y no individualmente. Se puede apreciar aquí, que la conducta de las centrales no varía

³⁹ Según se señaló anteriormente, poder de mercado se define como la capacidad de establecer precios por sobre el costo marginal.

⁴⁰ N.A. implica que la central no opera en dicho período.

mayormente cuando las centrales tienen como vecinas a centrales que pertenecen a la competencia, pero si se presentan algunas alzas debido a que al analizar las estrategias en forma consolidada, se hace menos probable que una central opte por bajar precios, pues puede que individualmente se beneficie por dichas bajas, pero es muy improbable que las demás centrales del mismo holding se beneficien también. La vinculación de las centrales con los distintos holdings es descrita en la Tabla 4.3. correspondiendo los holdings 1, 2 y 3 a Endesa, Gener y Colbún respectivamente.

Tabla 4.3 Propiedad de las Centrales

<i>Central</i>	<i> Holding Propietario</i>
Laja	Holding 1
C. Comb.1	Holding 2
C. Comb.2	Holding 1 y 3
Term 1	Holding 2
Term 2	Holding 1
Term 3	Holding 2
Term 4	Holding 2
Term 5	Holding 1
Term 6	Holding 2
Term 7	Holding 2

Si bien al simular la colusión por holding cada uno dicta la estrategia de sus centrales independientemente, el hecho que dos holding sean dueños de la central C.Comb2 implica un conflicto de intereses, pues nada asegura que ambos holdings tengan iguales o similares estrategias asignadas para esa central. Al final de las simulaciones lo que sucedió con este caso fue que a ambos holdings les convenía subir precio, pero no en la misma magnitud, aunque si bastante similar, por lo que se consideró que utilizar el promedio no introduciría desviaciones considerables. De no ser así probablemente se debió haber incorporado dentro de otra central que presentase un costo similar y perteneciese al mismo holding.

El mayor impacto que podemos notar al analizar los precios de oferta de las centrales coludidas, es el alza en los precios de Term3, que explica la mayor parte del aumento del precio de la energía. Dicha central, al pertenecer al mismo holding que Term4, no está expuesta al riesgo de perder su posición al subir mucho

sus precios. Por lo tanto sube sus precios todo lo que al holding le convenga con la consiguiente alza del precio de la energía reinante en el mercado.

Tabla 4.4 Precios de Oferta Resultantes (Centrales Agrupadas)

<i>Precios de Oferta Anuales Mills/KWh</i>						
Central	C Variable	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Laja	0.0	13.1	20.1	13.1	13.1	13.1
C. Comb.1	13.1	N.A.	13.5	13.2	13.2	13.2
C. Comb.2	13.5	N.A.	N.A.	20.5	20.7	20.6
Term 1	20.2	21.6	21.6	21.7	21.6	21.8
Term 2	21.6	21.9	23.5	24.2	21.9	26.4
Term 3	21.9	23.6	40.9	40.9	40.9	40.9
Term 4	23.6	23.7	41.0	41.0	41.0	41.0
Term 5	41.0	41.0	52.9	52.9	52.9	52.9
Term 6	52.9	55.5	55.5	55.5	55.5	55.5
Term 7	55.5	67.4	67.4	67.4	67.4	67.4

De estos resultados se desprende que el establecimiento de precios anuales efectivamente direcciona una reducción del componente especulador de los precios de oferta, cosa que se apoya fuertemente en el sentido común y la experiencia que se tiene a la fecha en este tipo de situaciones.

En la siguiente tabla y en su respectivo gráfico (Tabla 4.5 y Figura 4.11) se presenta una comparación entre el modelo de la CNE que utiliza 40 hidrologías y el modelo propuesto que utiliza sólo 3 hidrologías, para esto se ha simulado a las centrales ofreciendo precios iguales a sus costos variables de generación.

El hecho de utilizar sólo tres hidrologías introduce distorsiones considerables en los resultados de este modelo. Estas hacen necesario hacer algunos ajustes en los resultados para hacerlos comparables con los del modelo de 40 hidrologías. Aquí podemos notar que para los trimestres de j-a-s-97 y e-f-m-2000 se producen las mayores diferencias entre los costos marginales de ambos modelos. De aquí podemos concluir, que el utilizar el modelo con sólo tres hidrologías entrega costos marginales un poco mayores. De hecho según la Tabla 4.6 los precios de nudo son sobredimensionados en un 6%. Para soslayar este sesgo simplemente se debe

comparar valores obtenidos con el mismo modelo y hacer un análisis porcentual de las diferencias.

Tabla 4.5 Comparación Modelo CNE – Modelo Propuesto

Precios Marginales de la Energía [Mills/KWh]		
3 Hidrologías 40 Hidrologías		
Modelo		
Trimestre	Propuesto	Modelo CNE
oct-96	41,5	46,4
ene-97	70,4	69,5
abr-97	47,7	58,6
jul-97	24,8	48,0
oct-97	19,0	29,1
ene-98	45,5	36,1
abr-98	21,3	24,7
jul-98	16,3	19,8
oct-98	13,5	11,6
ene-99	18,4	17,0
abr-99	18,0	17,2
jul-99	15,7	15,9
oct-99	13,5	13,9
ene-00	45,5	21,5
abr-00	19,1	21,9
jul-00	16,3	20,2
oct-00	15,7	19,5
ene-01	71,3	29,2

Tabla 4.6 Precios de Nudo

Precios de Nudo de la Energía [mills/kWh]	
3 Hidrologías	40 Hidrologías
Modelo Propuesto	Modelo CNE*
27,91	29,46

*Nota: Este precio de nudo fue calculado como promedio simple y por lo tanto no coincide exactamente con el calculado por la CNE (véase el punto 4.9.3: “Paralelo con la situación actual”).

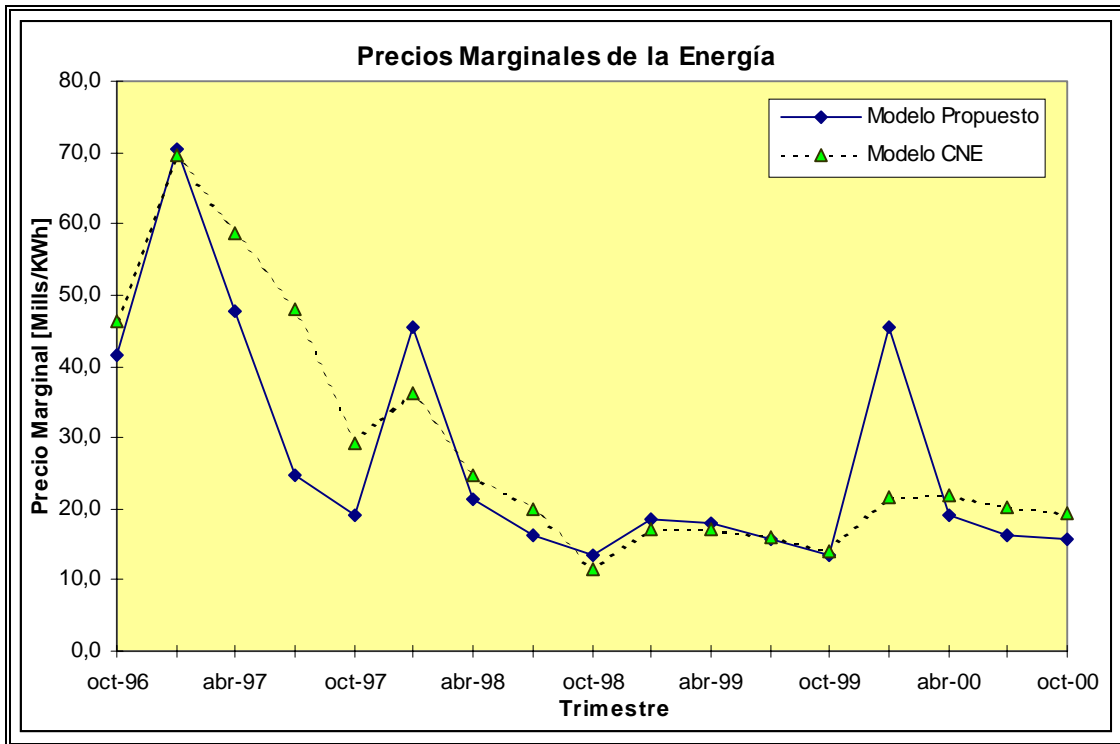


Figura 4.11 Comparación Modelo CNE - Modelo Propuesto

En la Tabla 4.7 y Figura 4.12 se presentan los precios marginales de los escenarios donde se optimiza los precios de oferta de la centrales en forma independiente y luego en forma coluidada dentro del holding. Además se hace una comparación de la presente metodología con el caso de despacho según costos que tradicionalmente se ha utilizado.

Tabla 4.7 Comparación Despacho Según Precios v/s Según Costos

Precios Marginales de la Energía [Mills/KWh]			
3 Hidrologías			
Trimestre	Caso Base	Optimo Holding	Optimo Central
oct-96	41,5	43,6	44,6
ene-97	70,4	71,3	71,3
abr-97	47,7	52,2	52,2
jul-97	24,8	30,4	30,4
oct-97	19,0	27,6	27,6
ene-98	45,5	57,6	51,8
abr-98	21,3	34,5	23,0
jul-98	16,3	27,3	21,3
oct-98	13,5	20,5	20,2
ene-99	18,4	22,1	21,7
abr-99	18,0	21,3	21,3
jul-99	15,7	21,0	21,0
oct-99	13,5	20,7	20,8
ene-00	45,5	57,6	51,8
abr-00	19,1	34,1	22,7
jul-00	16,3	27,4	21,7
oct-00	15,7	21,0	21,0
ene-01	71,3	78,5	72,7

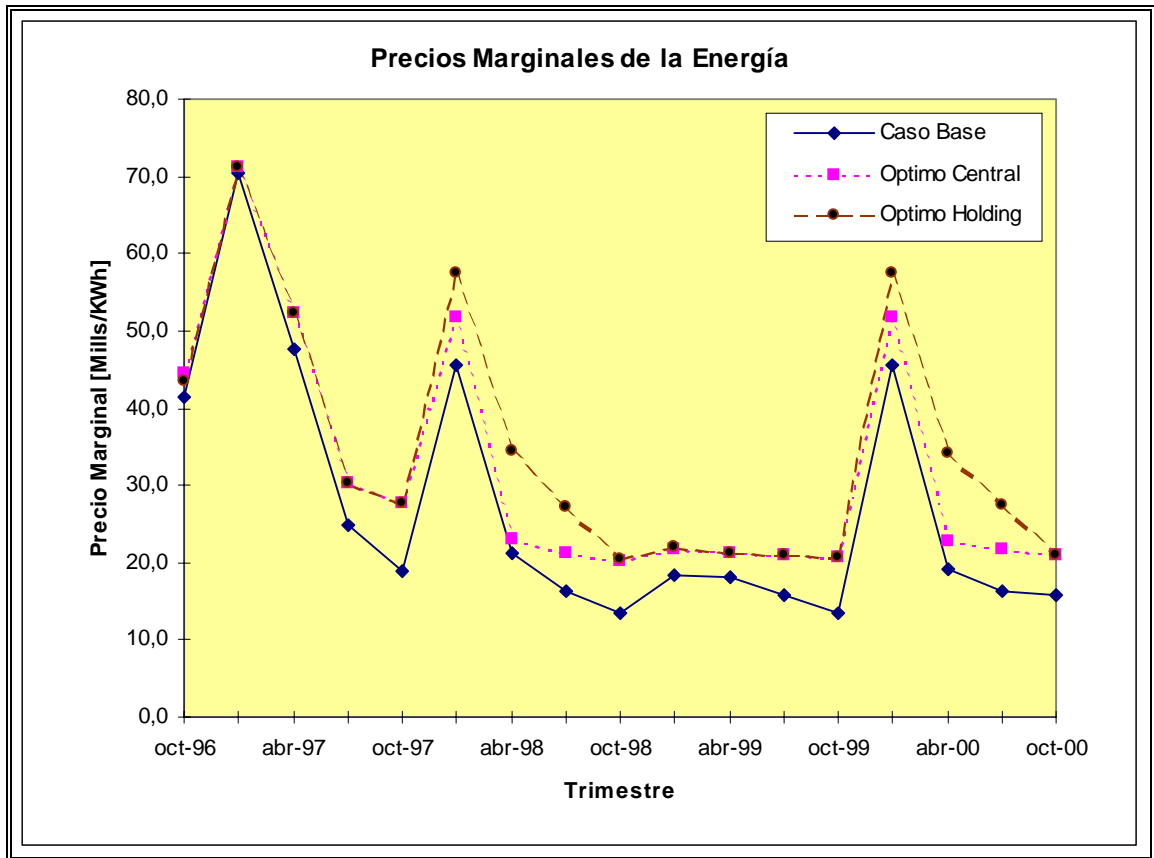


Figura 4.12 Comparación Despacho Según Precios v/s Según Costos.

Estos precios resultan de la aplicación de la metodología descrita en este trabajo, donde cada central, incluidas las del Laja, fijan un precio por su energía utilizando en la simulación sólo tres hidrologías.

De la tabla 4.4 es posible observar que, en los primeros trimestres, los precios de oferta de las centrales suben bastante, pero esto no se refleja en los precios marginales (Figura 4.12), pues estos al estar tan altos se acercan a los costos de las turbinas a gas, que se han supuesto constantes y por lo tanto a pesar que las centrales más económicas suben drásticamente sus precios, esto no se llega a reflejar en forma importante en los precios finales. De este modo, el modelo entrega precios muy cercanos a los obtenidos en la fijación de dicho período.

Tabla 4.8 Precios de Nudo en Despacho Según Precios v/s Según Costos

Precios de Nudo de la Energía [mills/kWh]		
3 Hidrologías		
Caso Base	Opt, Holding	Opt, Central
27,91	35,58	32,71

Finalmente, con todo lo anterior se estima que el impacto de este esquema de ofertas precios podría llevarnos a alzas cercanas al 17% en los precios de la energía, o por lo menos en el corto plazo hasta que nuevas inversiones se materialicen tratando de captar parte de las sobrerentas del sector (véase Tabla 4.8). Ahora si introducimos además, el hecho que las centrales relacionadas a un mismo holding se **coluden explícitamente**, enfocándose en optimizar las rentas de este y no las suyas, obtenemos que dicha alza crece a un 27%, es decir, un 10% mas que cuando operan independientemente.

No deja de llamar la atención el alto nivel de alzas que se obtienen cuando las centrales operan independientemente. De hecho en este escenario el lector podría esperar precios marginales incluso iguales a los costos marginales. La razones para este alza son las siguientes:

a) Poder de Mercado

El reducido número de centrales presentes en el mercado les proporciona a cada una de ellas una importante incidencia en los precios, cosa que se ve acrecentada por la diversidad tecnológica de las centrales. El hecho de tener centrales con una estructura de costos tan distinta reduce la competencia directa que enfrenta cada central.

En este escenario, donde existe tanta diferencia entre los costos de una central y los costos de la siguiente central en la curva de carga, se observa una tendencia de las centrales a mantener precios de oferta altos, pero que normalmente no sobrepasan los costos variables de la central que la supera en costos. Esto es como una **colusión tácita**, donde todas las firmas se benefician de mantener altos precios en el mercado, bajando el nivel de competencia del sector. Esto no significa que las centrales se pongan de acuerdo, sino que dado el reducido número de agentes y las

importantes diferencias de costo que las separan, el nivel de competencia baja y el riesgo asociado a intentar bajar o subir un escalón en la curva de carga crece pues para concretarlo requiere de variar radicalmente su precio de oferta.

Esta situación cambia al tener muchos agentes con estructura de costos similar en el mercado, pues con un pequeño diferencial de precio se puede lograr bajar o subir varias posiciones en la curva de carga, arriesgando para esto solo una pequeña variación de precio. De esta forma se gatilla la competencia

b) Nivel de detalle del modelo

El hecho de construir el modelo propuesto con el modelo GOL como base incorpora, entre otras restricciones, una al número de centrales a simular, cosa que tienden a subdimensionar la competitividad del sector. Dada dicha restricción, se ha debido agrupar algunas centrales, simulándolas como si fueran una sola central, soslayando su propia competencia y usando un precio común. Este punto es de vital importancia pues resta explícitamente competitividad al mercado simulado.

Esto se ha hecho para un par de centrales térmicas pertenecientes a un mismo holding (Term1) y también para un par de centrales de ciclo combinado pertenecientes a distintos holdings (Ccomb2). En el primero de estos casos esta restricción impacta solo en el escenario donde las centrales actúan independientemente, pues en el otro escenario, donde se coluden las centrales pertenecientes a un mismo holding, es correcto pensar en que dos centrales pertenecientes al mismo holding y con los mismos costos, ofrezcan el mismo precio. En el segundo caso, donde las centrales pertenecen a holdings distintos, esta restricción toma mayor importancia debido a la magnitud de las desviaciones que puede traer. Además, esto se produce justo con centrales de ciclo combinado y de un tamaño bastante grande.

Obviamente las centrales del Laja (El Toro, Antuco y Abanico) se han simulado como si fuesen una sola firma, pues comparten las aguas del embalse y por tanto no tiene sentido simular independientemente su accionar.

Dentro de las posibilidades de cada generador no se ha considerado el falsear los coeficientes de energía mínima generable para dar potencia (factor de planta mínimo) que sin duda es fundamental al momento de definir una estrategia, esto no se hizo no por la dificultad de hacerlo, sino por que de permitir que cada generador estableciera sus coeficientes libremente, las centrales mas grandes, y que en ocasiones son imprescindibles, tenderían a ofrecer la energía con mínimos técnicos altos de manera que a pesar de ofrecer su energía a precios mayores estas generen con un factor de planta bastante alto. Por ejemplo, la gran limitante de las centrales hidráulicas del Laja a ofrecer precios altos por su generación es que venderían muy poca energía, siendo mucho mayor la pérdida de ingresos por vender menos energía, que el aumento que le produce el aumento de precio de esta, pero si esta central es indispensable en un cierto período y fijase un factor de energía mínimo muy alto, al ser despachada generaría una gran cantidad de energía lo que podría hacer rentar esta situación. Este problema es mucho mas evidente en centrales térmicas, que por lo general si tienen un mínimo técnico considerable por razones termodinámicas, pero al momento de presentar sus mínimos técnicos al despacho, puede darse que le convenga presentar uno bastante mayor de manera de entregar mas energía que la que óptimamente necesita el sistema.

Los resultados de la presentes simulaciones deben ser tomados con cautela, pues se debería hilar un poco mas fino para extrapolarlos a la realidad dado el gran número de supuestos que hay detrás. Además el importante alza en el nivel de tarifas simuladas sugiere una revisión del plan de obras utilizado para representar la competencia futura.

4.7.1 Cambio de posición entre el Laja y una Central de Ciclo Combinado

A continuación se describe uno de los mas singulares resultados de este estudio. Esto es que en el segundo año de análisis, antes de la entrada de la mayoría de las centrales de ciclo combinado, las centrales del Laja y una central de ciclo combinado de base (la única de ciclo combinado presente) intercambian sus posiciones en la curva de carga beneficiándose ambas con dicho cambio. Esta situación es descrita en detalle en las siguientes líneas.

4.7.1.1 Central del Laja

En el segundo año, así como en otros, se tiene que a esta central le es rentable subir una posición en la curva de carga cuando considera como dados los precios de las demás centrales, pero además en este año en particular, esta estrategia es sostenible pues a la central siguiente no le es rentable defenderse y prefiere intercambiar posiciones con la anterior. Es decir, esta estrategia sigue siendo óptima aunque se incorpore el efecto de la reacción de la central contigua.

Al Laja le conviene subir su precio, de manera de subir un escalón en la curva de carga y además acercarse al precio de la otra central que está mas arriba aún. Se debe notar que para que le sea rentable subir un escalón necesita alcanzar por lo menos un cierto nivel de alza de precio, es decir, no le es rentable subir el escalón sin subir considerablemente su precio de oferta, pues casi no afectaría los precios y simplemente reduciría sus ventas con la baja en su factor de planta.

La conveniencia de subir el precio, luego de subir un escalón en la curva de carga, se basa en que con este alza consigue un considerable aumento de los precios marginales, pues impacta importantemente en el caso de sortear la hidrología húmeda, logrando aumentar sus ingresos por concepto de contratos a precio de nudo. Este hecho logra superar incluso el hecho que en hidrología seca se deba pagar mayores transferencias, pues el precio marginal al que debe comprar la energía adeudada en sus contratos sube junto con su precio de oferta.

La conveniencia de subir un escalón en la curva radica en que si mantuviese su posición en la curva de carga ganaría menos en las hidrologías secas y medias y mas en las húmedas. Pues de mantener la posición en la curva, el precio marginal en hidrología húmeda sería mas bajo y ella ya no podría afectarlo (pues no sería marginal). En el caso de mantener la posición se tienen menores ingresos por concepto de contratos en las tres hidrologías pero menores costos de transferencias en el caso seco donde es deficitaria.

En las Figuras 4.13 y 4.14 se representa esquemáticamente la generación de dicha central en la situación antes descrita, donde por subir un escalón baja su generación en el caso húmedo no así en los casos medio y seco donde esta se

mantiene. Por lo tanto baja la varianza de sus ventas y así también la magnitud de los déficits de sus contratos, aunque también la magnitud de sus ventas.

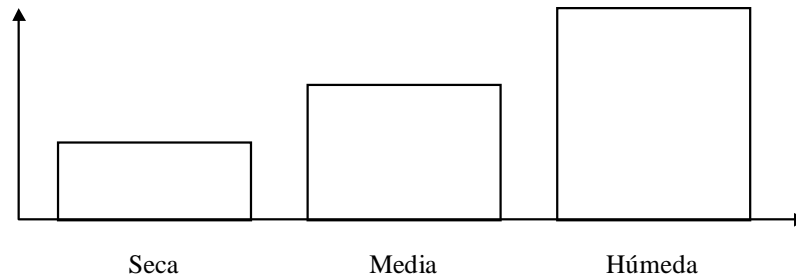


Figura 4.13 Generación del Laja manteniendo su posición

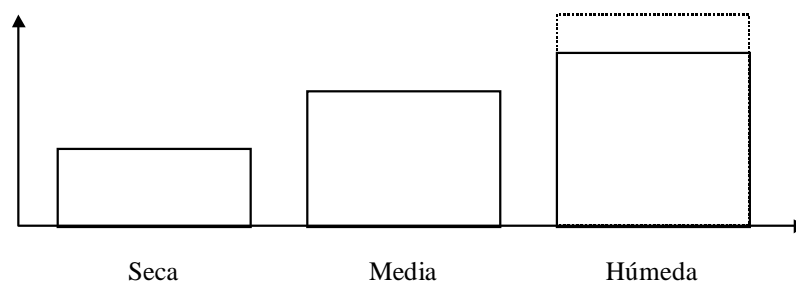


Figura 4.14 Generación del Laja al subir una posición en la curva de carga

4.7.1.2 Central Térmica (Ccomb1)

La realidad de esta central antes de cambiar posición con el Laja es la siguiente. Afecta los precios marginales sólo en la condición húmeda, que es precisamente cuando ella es deficitaria pues generalmente está en base. Por esta razón, de mantener su posición prefiere ofrecer precios bajos, pues el efecto negativo del alza de precios de sus transferencias (déficits) es superior al efecto del alza de precios de sus ventas por contratos.

El sólo hecho de ofrecer un precio un poco inferior al de la central del Laja le permite mejorar sus rentas en las hidrologías medias y húmedas, dado el aumento del nivel de generación que vende a contrato a pesar de la baja del precio de nudo que acompaña a la baja del marginal húmedo. Además con esto pierde en la

hidrología seca, pues con este cambio deja de ganar por las transferencias (excedentes) en el caso de sequías. El balance de todo esto es un alza en las rentas de Ccomb1.

Ahora, si se introduce además el hecho que a la central de Laja le es favorable cambiar de posición en la curva de carga si consigue con esto un nivel considerable de alza en los precios, y efectivamente la consigue, se tiene que Ccomb1 se ve muy beneficiado en todas las hidrologías, pues el Laja sube el marginal en la hidrología húmeda y así los precios de nudo, mejorando el precio de venta que recibirá Ccomb1 por su energía.

Vale la pena mencionar que el hecho que al Laja y a Ccomb1 les convenga intercambiar posiciones se debe en parte a la característica hidrológica del Laja y al alto nivel de ventas que se establece que deben contratar. A Ccomb1 le conviene mantener bajos los precios pues los altera en la condición húmeda, por lo general esta central está en base y da la punta sólo en casos húmedos y a medida que sube los precios gana menos pues es deficitaria (el impacto de vender a mejor precio es menor que el de satisfacer sus transferencias). A su vez, el Laja gana mas al subir el precio y el escalón en la curva, pues sube así el marginal en hidrología seca, donde ella es deficitaria. Además, al bajar su energía contratada debe responder por menores niveles déficits con una generación mas estable, pues baja su generación en la condición húmeda y los niveles de precio han crecido. Para que le convenga subir de escalón debe subir bastante su precio, es decir requiere que no existan centrales muy cercanas a ella en costos, cosa que es posible sólo al principio del período de análisis pues luego entran otras centrales de ciclo combinado que limitan su accionar.

Con la entrada de mas centrales de ciclo combinado, aumenta la competitividad del sector de centrales de base (o de costos bajos), esto limita el accionar de las centrales del Laja, tornándose muy improbable que el Laja suba sus precios por sobre los niveles de costos de las centrales de ciclo combinado. Además, en la medida que aumente el número de centrales de ciclo combinado, crece la probabilidad que una de estas ofrezca precios menores que sus costos en busca de un factor de planta mayor. Dicha posibilidad es mayor en los casos donde las centrales operan en forma independiente, pues cuando se analiza por holding, se incorpora

además, el efecto negativo que esto puede tener en las demás centrales del holding por la baja en los precios que pudieren generar.

En las Figuras 4.15 y 4.16 se representa esquemáticamente la generación de la central térmica antes y después de efectuar el cambio de orden en la lista de mérito.

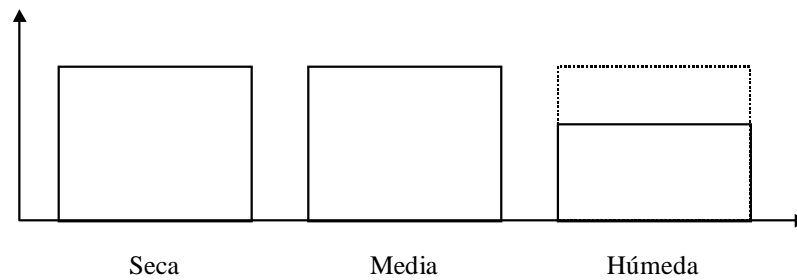


Figura 4.15 Generación de Ccomb1 manteniendo su posición

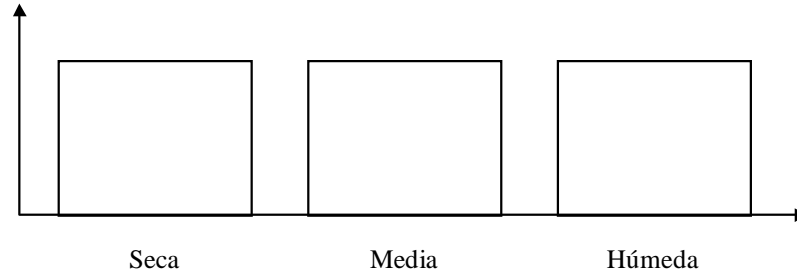


Figura 4.16 Generación de Ccomb1 al bajar una posición en la curva de carga

4.8 Limitaciones del Modelo

El programa que optimiza inicialmente las estrategias de precio de las centrales (O.E.) supone fija la conducta de los rivales, lo que podría obedecer tanto a una estimación de la conducta rival como a un punto de partida para un estudio mayor. En particular para el algoritmo propuesto, este problema es soslayado de buena forma mediante la convergencia de los demás criterios explicitados anteriormente.

Las centrales hidráulicas que el modelo GOL considera como de pasada, es decir, todas excepto las del Laja, no fueron incorporadas al sistema de ofertas de precios. Esto se explica principalmente por la estructura del modelo GOL, pero se apoya también en la atenuante que en su mayoría estas centrales no tienen capacidad de regulación anual, plazo de duración de los precios. Debido a esto, tenderían a evitar los riesgos de perder su posición en la curva de carga ofreciendo precios bajos y no afectando significativamente los precios marginales.

Los distintos modelos desarrollados sólo utilizan tres hidrologías que se han supuesto equiprobables y representativas. El utilizar tan pocos escenarios puede sesgar bastante los resultados, pero sin duda es el costo computacional y de análisis que significa un mayor número de escenarios el sostenedor de esta limitante.

El establecimiento de precios de oferta anuales, si bien es una suposición adoptada justificadamente, podría ser interpretada como una limitante por su efecto restrictivo sobre las acciones de las centrales.

Si en el largo plazo se obtienen aumentos tan considerables en las tarifas eléctricas, como las que se mencionaron anteriormente, el plan de obras utilizado pierde validez, pues probablemente ante la señal de precio ingresen un mayor número de agentes al sector y otras centrales adelanten su ingreso en la captura de dichas sobrerentas. Finalmente estas sobrerentas decaerán hasta un nivel que estará dado por el tamaño del mercado, la concentración de la propiedad, el nuevo nivel de riesgo asociado a este mercado, cantidad de firmas presentes, etc. De esto se desprende que el plan de obras podría aparecer un tanto desajustado a la demanda, pero entrar al

detalle de optimizar un plan de obras para cada simulación es evidentemente imposible en este escenario.

El modelo no permite embalsar agua de un año a otro lo que limita el accionar y los ingresos de las centrales del Laja.

El reducido número de centrales térmicas que incorpora el modelo GOL introduce la necesidad de tomar agrupadas algunas centrales, especialmente las futuras, lo que dificulta la modelación de la competencia futura entre centrales de tecnologías similares, y obliga a asumir precios iguales para el grupo de centrales. Por otro lado, si las centrales tienen la misma tecnología, son iguales y con el mismo costo combustible, por que no tener estrategias de precio similares.

Se ha supuesto que las turbinas no suben sus precios. Esto basándose en que si lo hacen, tenderían a acercarse al costo de falla, pero con mucha facilidad entrarían otras firmas a competir en este segmento y expropiar las sobrerentas de este negocio. En el fondo el nivel de capital y los pequeños niveles de capacidad de las turbinas no significan una barrera competitiva importante. Esto difiere del caso de las centrales mayores que son intensivas en capital y muy discretas en sus posibilidades de capacidad por lo que su efecto en el nivel de competencia del mercado es muy importante.

La representación de la demanda que hace el GOL, trimestral con un bloque de energía y una punta de potencia, limita y distorsiona un tanto los resultados, debido a que durante un trimestre la central marginal es casi siempre una sola⁴¹ y por lo tanto las demás centrales que están operando aparecen casi todo el tiempo dando la base. Este punto hace un poco menos atractivo y útil este modelo para simular condiciones donde las centrales opten por tratar de ocupar una posición distinta en la curva de carga a la que le corresponde según sus costos.

⁴¹ Notar que en ocasiones el costo marginal es un ponderado de los costos marginales de dos centrales. Esto ocurre cuando el modelo despacha otra central para hacer la variación en la oferta con que calcula los costos marginales.

4.9 Discusión

El utilizar el modelo GOL, tanto para estimar los costos marginales de largo plazo, como para realizar el despacho, aparece como una suposición bastante gruesa, pues para el despacho sería apropiado un modelo mas detallado que el GOL, probablemente con períodos de tiempo mas cortos, pues así se lograría que durante un trimestre la central marginal no sea siempre la misma, evitando la indiferencia al precio que en ocasiones sufren algunas centrales. Todo esto está limitado por el mayor costo computacional que el utilizar un modelo de operación mas detallado significaría.

Implícito está en las presentes simulaciones que todas las firmas establecen los mismo precios de contratos, abstrayéndose el modelo de las diferentes respuestas que puedan tener diferentes firmas respectos a un mismo escenario. Otra interpretación que podría hacerse del mercado eléctrico simulado, es que todas las centrales abastecen un mercado compuesto por clientes libres y clientes regulados, y es el regulador quien fija el precio para estos últimos mediante el uso de un modelo que proyecta los precios futuros⁴². Todo esto de manera análoga a la utilización del GOL por parte de la CNE para estimar costos futuros.

Esta última interpretación no es la que deja mas satisfecho al autor, pues el suponer que el que el regulador sería un ente ecuánime y transparente al momento de fijar dichas tarifas es ir contra la misma esencia del gobierno, pues es evidente que este “estimaría” precios de la energía bajos para maximar el “bienestar de la comunidad” en desmedro de la rentabilidad del sector⁴³.

Si se desease insistir en la interpretación anterior, para soslayar las desviaciones en las tarifas arriba mencionadas, se debería pensar que el regulador fija

⁴² Este modelo podría, por ejemplo, utilizar la información de costos para estimar los precios oferta al despacho, o podría ser un modelo similar al que el autor del presente documento utilizó para sus simulaciones.

una tarifa ex – ante, pero que los montos debieran ser reliquidados ex – post. De esta forma los clientes regulados accederían al mismo nivel de tarifas que los clientes libres, a pesar de no contar con el mismo poder de negociación.

El “Precio de la Energía” explicado en el presente documento incorpora, al igual que el precio de nudo, toda la información que lleva implícita el mercado, como son la oferta, la demanda, los precios de los combustibles, la competitividad del sector, etc. En suma todas las variables del mercado, expresadas en términos tanto presentes como futuros.

Un fuerte supuesto del modelo propuesto, es el nivel de energía contratada con clientes. Se ha supuesto que, dado un precio de oferta, se contrate a precio de nudo el valor esperado de la generación de la central. Luego se debe responder a precio marginal por las transferencias de energía que resulten de comparar el monto contratado con el monto realmente generado.

Este supuesto, que parece tan válido de principio, trae algunas deficiencias al modelo, pero se justifica con la arbitrariedad que significaría utilizar distintos niveles prefijados de energía contratada para las centrales de distinto nivel de costo. Además, el agregar una variable adicional al modelo lo torna inmanejable por su dimensionalidad.

En la realidad, quienes tienden a tener una generación menos dispersa podrían preferir, por ejemplo, contratar un mayor nivel de energía por el menor riesgo al que están sometidos. El hecho es que en el caso de las centrales hidráulicas el contratar el valor esperado de su generación es poco conservador, lo mismo ocurre para las centrales que dan la punta, estas podrían preferir vender mas energía a un

⁴³ Es conveniente recordar que un gobierno tiende siempre a fijar o inducir a las tarifas de los servicios a la baja dentro de su espectro de acción, maximizando el bienestar del resto de la comunidad en desmedro de la firma que presta el servicio y es esta misma razón la que hace que inversiones en mercados con legislaciones y tarifaciones mas rígidas, transparentes y menos manejables sean evaluadas con menores tasas de descuento.

alto precio marginal en sequía, en vez de contratar la mayor parte de su energía a un precio menor.

En cuanto a las características de la solución encontrada, se debe tener claro que el algoritmo no asegura optimalidad, pero es lo mejor que se puede hacer en un escenario donde se desconoce la distribución de probabilidades de la utilidad.

4.9.1 Precio de Oferta Anual

El modelo propuesto contempla la utilización de precios anuales, esto además de ser una restricción impuesta por el GOL, es una forma de suavizar la forma de las tarifas e impedir que se abuse de ellas en condiciones de operación anormales (sequía, fallas, etc.).

Bajo este esquema de precios de largo plazo, para una central puede resultar rentable especular con su precio de oferta, mientras supone fijas las acciones de las demás centrales, pudiendo incluso intentar ocupar una posición en la curva de carga distinta a la que le corresponde. Luego, al introducir variaciones en los precios de oferta de las demás centrales y por tanto, abrir la posibilidad de fallar en la elección del precio que le permite usurpar dicha posición, dichas estrategias se tornan altamente riesgosas y por tanto muy improbables de concretarse.

Esto sigue la siguiente lógica: Si la central 5 ofrece un precio bastante alto para su generación y la central 6, de costo mayor, ofrece un precio un poco menor, la central 5 podría perder su posición en el llenado de la curva de carga, y por tanto, reducir sus ingresos por generar con un factor de planta mas bajo al que tenía originalmente. Esta situación se mantendría durante todo un año, por lo que la central 5 tendría un gran incentivo a evitar dicha situación. En cambio, si se simulara un mercado donde los precios ofrecidos por la energía fuesen horarios o de menores plazos, existirán importantes incentivos para que una central considere los precios de algunas de las otras centrales como fijos⁴⁴, arriesgándose entonces a especular con su

⁴⁴ Nótese que una base horaria o de menor plazo las variables como la hidrología y la demanda son prácticamente determinísticas.

precio en busca de mejores rentas. En caso de que dicha central obtuviese rentas bajas durante alguna hora esta cambiaría su precio de oferta para las otras horas y su pérdida absoluta no sería tan alta como el caso anterior donde perdía durante todo un año.

Queda claro entonces, que con precios de corto plazo, el riesgo que corren las centrales al especular sus precios es mucho menor y por tanto produce un incentivo a dichas acciones. Para plazos muy cortos el considerar la acciones de la competencia como fijas toma aun mas sentido si pensamos por ejemplo en una tarifa horaria, donde en un período del día la demanda se mantiene bastante estable, uno podría preguntarse que puede llevar a mi competencia a alterar su precio, y luego tomar la decisión de modificar mi precio de oferta considerando los precios de las demás centrales como fijos, estableciendo un estimado de ellos basado en sus precios de oferta actuales.

Es importante notar que el establecer un precio de oferta anual lleva consigo un importante riesgo para los generadores hidráulicos, dada la incertidumbre hidrológica propia del sistema. La fecha en que se realice la oferta de precio es clave para disminuir dicho riesgo. Si la oferta de precio se llevara a cabo justo comenzando el año hidrológico el riesgo sería bastante alto pues no se tendría información del año que comienza. De manera contraria, si la oferta se realiza una vez que ya se tiene bastante información del año hidrológico en curso, por ejemplo antes de comenzar la etapa de deshielos, la información de los potenciales caudales es bastante conocida y por lo tanto el riesgo disminuye.

4.9.2 Valor de la Energía

El lector podría cuestionarse, el por que en las presentes simulaciones se valoriza la energía al Precio de Nudo y no al Precio Marginal. Las siguientes líneas apuntan a clarificar dichas razones.

El valorizar simplemente las ventas contratadas al precio marginal trae como defecto el hecho que a los generadores **hidráulicos de embalse** les puede resultar mayores ganancias en el caso seco que en el húmedo, cosa que no va de acuerdo con un escenario basado en contratos como lo es el actual. En el caso de

valorar la energía a precio marginal, si resulta una hidrología seca, la central hidráulica percibe un mejor pago por su generación pues vende menos pero a un mejor precio (que crece con una curva convexa con la generación), siendo mayor el efecto del alza del precio marginal que la baja de la generación de la central, pues a pesar de la sequía, su capacidad de embalse le permite vender energía aunque en menores volúmenes.

Por otro lado, en condición seca y en un escenario donde se incluyen contratos, se observa que el generador debe mantener y respetar el precio contenido en estos contratos y que corresponde a un precio en condiciones medias o típicas, por lo que debe vender energía que no es capaz de suministrar por si solo y que debe comprar a mayor precio que el que pactó vender incurriendo en una pérdida. En el fondo el hecho de incluir los contratos y por tanto el deber por parte de la central de suministrar la energía que pactó vender, independiente de la condición hidrológica, es la herramienta que hace indeseable una sequía para los generadores hidráulicos de embalse. Esta situación puede ser clarificada si se observa, en la Figura 4.17, la estructura del ingreso que las centrales obtendrían bajo este esquema.

Para los generadores hidráulicos de pasada la situación es distinta pues con la sequías casi no tienen agua y por tanto valorando la energía a precio marginal o a precio de nudo obtienen menores rentas de todas maneras.

En suma, a pesar que el valor mas representativo del precio instantáneo de la energía en el mercado actual es el costo marginal o Precio Marginal de oferta, este valor no rescata la estructura del mercado actual, ni tampoco toda la información contenida en el. En este mercado tan singular, los agentes en vez de transar la energía en una bolsa instantáneamente, lo hacen a través de contratos de largo plazo, donde tanto compradores como generadores, se liberan mutuamente de una parte del riesgo intrínseco que contienen los precios marginales. Con esta estructura de mercado, se torna indispensable para describir el comportamiento de un generador, el establecer un monto contratado de energía a suministrar y un precio contenido en dichos contratos, independiente de los costos instantáneos de la energía dados por la hidrología vigente. No obstante, dicho precio debe representar las condiciones de largo plazo del mercado y por tanto debe contener intrínsecamente las diversas

condiciones hidrológicas del sistema. A partir de esto se concluye claramente que el valor mas adecuado para valorizar los contratos de energía es el Precio de Nudo, también llamado Precio de la Energía.

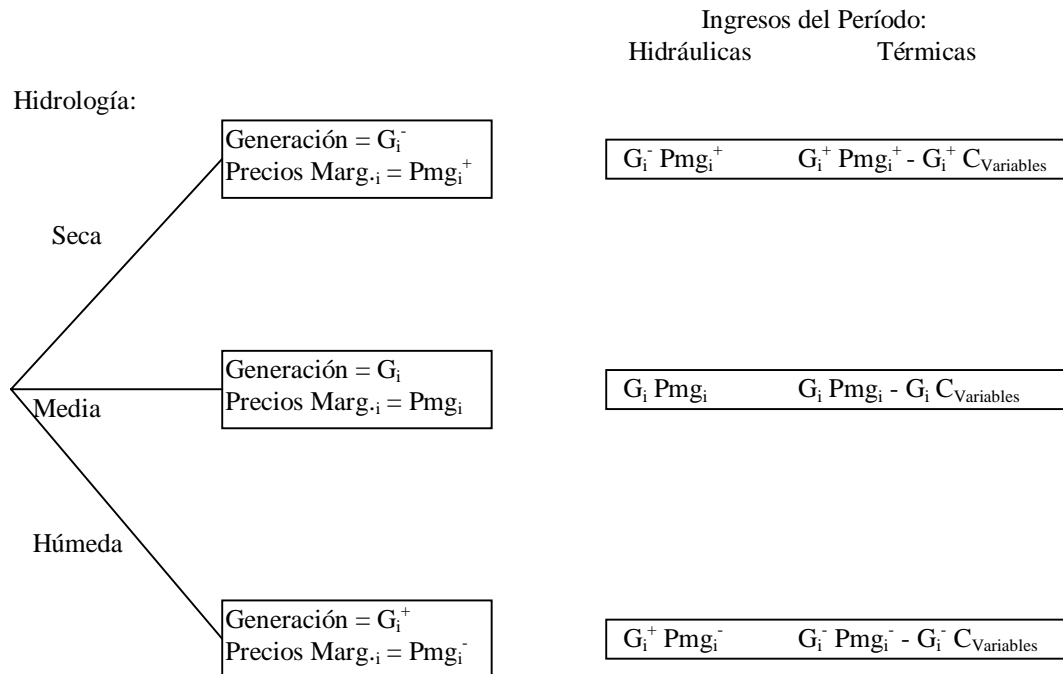


Figura 4.17 Composición del “Beneficio” Valorando la Energía a Precio Marginal

$$VE(\text{Beneficio}) = \frac{1}{3} \sum_{Hidrologia_i=1}^3 G_i \cdot Pmg_i$$

(Caso de una central hidráulica)

$$VE(\text{Beneficio}) = \frac{1}{3} \sum_{Hidrologia_i=1}^3 (G_i \cdot Pmg_i - G_i \cdot C_{Variables})$$

(Caso de una central térmica)

4.9.3 Paralelo con la Situación Actual

Si de acuerdo a las características del modelo presentadas anteriormente, se hace una comparación con el mercado actual chileno es posible establecer ciertas diferencias, esta son detalladas a continuación.

El precio estabilizado de la energía, que denominamos “precio de nudo” al igual que en la ley chilena, se calcula como el promedio simple de los precios marginales de los primeros 16 trimestres, en lugar de hacer un promedio ponderado y actualizado de los costos marginales como establece la legislación. Esto, hecho para facilitar el análisis de los resultados, no introduce sesgos considerables pues el considerar importantes tasas de crecimiento de la demanda tiende a contrarrestar gran parte del efecto de la actualización de los costos marginales. De hecho el precio de nudo calculado como promedio simple para la fijación de Octubre de 1996 es un 0.67% mas bajo que el promedio ponderado calculado por la CNE (29.66 Mills/KWh).

Actualmente el precio de nudo rige sólo a las ventas a clientes regulados que forman cerca de un 73% de la carga en el SIC. El resto de las ventas, basadas en los contratos a clientes libres, están sujetas a los precios libres, pero como se señaló anteriormente, históricamente se han mostrado bastante comparables con los precios de nudo. Basándose en los comentarios anteriores se puede concluir que el valorizar las ventas de energía a este precio estabilizado no nos aleja mucho de la realidad, pero lleva de la mano bastantes suposiciones.

Vale la pena notar que en las últimas fijaciones los precios de nudo calculados con el modelo GOL han sido corregidos para alcanzar la banda del 10% de los precios libres. Esta diferencia no representa una condiciones de largo plazo, sino mas bien la forma en que el mercado explicita que aun no ha internalizado en un 100% la baja de precios que trae consigo la llegada del gas natural, pues los precios libres son mas cortoplacistas que los entregados por el modelo GOL. Sin embargo, en el largo plazo esta condición no debiera afectar y se debiera mantener la congruencia entre precios de nudos y precios libres.

El utilizar este modelo para estimar la conducta de los clientes libres implica que se debe hacer una simulación de la competencia futura, cosa que aparece totalmente consecuente con las simulaciones realizadas. El extrapolar este modelo para los clientes regulados supone una coincidencia entre los niveles de precio de los clientes libres y los clientes regulados. Para satisfacer esto se debe cumplir que los precios de los clientes regulados sean calculados basándose en una estimación objetiva y certera de los precios de oferta de las centrales y no sobre la base de sus costos de generación. Según se explicó anteriormente esto es posible simplemente fijando una tarifa ex – ante y reliquidando las diferencias ex – post.

Además se asume que los precios de oferta al despacho inciden directamente en los precios de los contratos de energía y por lo tanto son perfectamente coherentes entre sí. Esto no se ha dado del todo en el mercado actual, de hecho se ha discutido que los costos marginales de corto plazo han tendido a ser en promedio un tanto menores que los precios de nudo. Cabe notar que si bien en el mercado chileno se utilizan modelos distintos para establecer los precios de nudo y los costos marginales de corto plazo (GOL-OMSIC c/convergencia), sería muy ambicioso pensar en utilizar este mismo nivel de detalle en nuestro modelo de simulación debido el alto costo que conllevaría. Finalmente, esta diferencia también podría ser soslayada reliquidando las diferencias que se generen.

Otra posibilidad que se barajó al momento de definir en el modelo el tratamiento que se daría a los clientes libres y regulados, consistía en establecer un cierto nivel de ambos clientes en el mercado, suponer que los clientes regulados están afectos a un precio fijo o aun precio calculado en base a costos, distinto al de los

clientes libres, establecer cuales firmas y en que porcentajes son las sostenedoras de los clientes regulados, para luego optimizar los precios de oferta al despacho y calcular las tarifas para clientes libres. Finalmente este escenario fue desechado pues es muy sensible a las suposiciones de propiedad de los contratos con clientes regulados y nivel de precio de dichos contratos. De hecho la mejor estimación que se podía hacer para estos precios era extrapolar los precios de los clientes libres o establecer además simulaciones basándose en costos variables de generación. Finalmente todo esto termina en una serie de suposiciones muy sensibles a sus parámetros, además de arbitrarias, distorsionando los resultados y limitando su rango de aplicación.

BIBLIOGRAFIA

- [Aubi82] AUBIN JEAN PIERRE (1982). **Mathematical Methods of Game and Economic Theory**. Amsterdam: North-Holland Publishing Company.
- [Bain56] BAIN J. (1956). **Barriers to new competition**, Cambridge, Mass.: MIT press
- [Bald93] BALDICK. R. – KAHN. E. (1993) Network Cost and the Regulation of Wholesale Competition in Electric Power. **Journal of Regulatory Economics** 5, pp. 367-384, 1993
- [Baum81] BAUMOL, W. – WILLIG, R. (1981) Fixed Cost, Sunk Cost, Entry Barriers and Sustainability of Monopoly. **Quarterly Journal of Economics**. No 96, August 1981.
- [Bern84] BERNHEIM, B. (1984) Strategic Entry Deterrence of Secuential Entry into a Industry. **The Rand Journal of Economics**. Vol. 15, No 1, 1984.
- [Carl94] CARLTON, D. – PERLOFF, J. (1994), **Modern Industrial Organization**
- [Dixi80] DIXIT. A. (1980). The Role of the Investment in Entry-Deterrence. **The Economic Journal**. Vol. 90 march 1980.
- [Eske98] ESKELAND, G – JIMENEZ, E – LIU, L. (1998) Prices that Clear the Air: Energy Use and Pollution in Chile and Indonesia. **The Energy Journal IAEE**, Vol. 19, Number 3.
- [Ferr97] FERRERO R., SHAHIDEHPOUR S., RAMESH V. (1997) Transaction Analysis in Deregulated Power Systems Using Game Theory. **IEEE Transaction on Power Systems**, Vol. 12, No 3, Agosto 1997, pp. 1340-1347.

- [Fude89] FUDEMBERG D., TIROLE J. (1989) Noncooperative Game Theory for Industrial Organization: An Introduction and Overview. **Handbook of Industrial Organization**, vol. 1, 1989.
- [Gree94] GREEN, R. (1994) Britain's Unregulated Electricity Pool. From Regulation to Competition: New Frontiers in Electricity Markets by Michael A. Einhorn (1994).
- [Hobb92] HOBBS, B. – KELLY, K. (1992), Using Game Theory to Analyze Electric Transmission Pricing Policies in the United States. **European Journal of Operation Research** 56 (1992), pp. 154-171.
- [Hoga95] HOGAN, WILLIAM W. (1995). **Electricity Transmission Policy and Promoting Wholesale Competition**. FERC, Agosto 1995.
- [Kahn93] BALDICK, R. – KAHN, E. (1993) Transmission Planning Issues in a Competitive Economic Environment. **IEEE Transaction on Power Systems**, Vol. 8, No 4, Noviembre 1993.
- [Kell87] KELLY, K. - HENDERSON, J. – NAGLER, P (1987). Some Economics Principles for Pricing Wheeled Power. **The National Regulatory Research Institute**.
- [Moli96] MOLINA PATRICIO (1996). Investigación de Las Economías de Escala Presentes en el Sector Eléctrico 1996, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [Nash50] NASH, JOHN. (1950). The Bargaining Problem, **Econometrica**, XVIII 155-62.
- [Nash52] NASH, JOHN. (1952). Two-Person Cooperative Game, **Econometrica**, XXI 128-40.
- [Newb96] NEWBERRY. Power Market and Market Power . **Energy Journal** 1995. 16 (3), pp. 39-66.

- [Oren97] OREN, SHMUEL S. (1997) Economic Inefficiency of Passive Transmission Right in Congested Electricity Systems with Competitive Generation. **The Energy Journal** , Vol. 18, 1997, pp. 63-83.
- [Pech93] PECHMAN CARL (1993). **Regulation Power: The Economics of the Electricity in the Information Age**. Kluwer Academic Publishers 1993
- [Pere96] PÉREZ, JOSE IGNACIO – MESENGUER CLAUDIA (1996). Mercados Competitivos de Generación: Formación de Precios y Garantía de Suministro. **Hacienda Pública Española** No 139-4, 1996.
- [Rain97] RAINERI RICARDO. (1997) Gas Pipeline Transportation: Competing within Ex-ante Increasing Returns to Scale with Sunk Costs, **Revista de Análisis Económico**, Vol 12 N°1, pp 85-116, Junio 1997.
- [Rain96] RAINERI RICARDO. (1996) Relevancia de las Barreras de Entrada a la Industria de Generación Eléctrica, **La Industria Eléctrica en Chile, Aspectos Económicos**, 1996, Ilades / Georgetown University.
- [Ríos93] RÍOS ZALAPA, RICARDO (1993). **La Reestructuración del Subsector Eléctrico en Inglaterra y Gales**. Unidad de Energía de la CEPAL.
- [Rudn94] RUDNICK, HUGH (1994). Chile: Pioneer in Deregulation of the Electric Power Sector. **IEEE Power Engineering Review**, Vol14, No 6, pp 28-30.
- [Rudn95] RUDNICK, HUGH (1995). Experiencias de la Industria Eléctrica en Chile. **Seminario Internacional: Desregulación del Sector Eléctrico**, Bogotá, Colombia, Abril 1995.
- [Rudn98] RUDNICK, HUGH (1998). The Electric Market Restructuring in South America: Successes and Failures on Market Design. **Plenary Session, Harvard Electricity Policy Group**, January 29-30, 1998 San Diego, California.

- [Sava68] SAVAGE, I. (1968) **Statistics: Uncertainty and Behavior**, New York: Houghton Mifflin.
- [Schm81] SCHMALENSEE, R. (1981) Economies of Scale and Barriers to Entry. **Journal of Political Economy**. Vol. 89 1981.
- [Spen77] SPENCE, M. (1977) Entry, Investment, and Oligopolistic Pricing. **Bell Journal of Economics**. Vol. 8, N°2, (Autumn) 1977.
- [Tabo94] TABORS, RICHARD D. (1994) Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparison. **IEEE Transaction on Power Systems**, February 1994.
- [Tabo96] TABORS, RICHARD D. (1996) Lessons form the UK and Norway. **IEEE SPECTRUM**, August 1996, pp. 45-51.
- [Tiro90] TIROLE JEAN. (1990) **La Teoría de la Organización Industrial**. Mayo1990.
- [Tran96] TRANSELEC (1996), Valor Nuevo de Reemplazo y Costos de Operación y Mantenimiento.
- [Vick94] VICKERS, J. - YARROW, G. (1994) The British Electricity Experiment. From Regulation to Competition: **New Frontiers in Electricity Markets** by Michael A. Einhorn (1994).
- [Wald50] WALD, A. (1950) **Statistical Decision functions**, New York: Wiley.
- [Watt97] WATTS DAVID. (1997) **Descripción del modelo GOL**, Curso Mercados Eléctricos 1997, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [West59] **Electric Utility Engineering Reference Book** (1959). Westinghouse Electric Corporation, vol. 3 December 1959.
- [Youn98] YOUNES Z. – ILIC M. (1998). Generating Strategies for Gaming Transmission Constraints will the Deregulated Electric Power Market Be

an Oligopoly? **IEEE Hawaii International Conference on System Science.**