



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA

# **PAGO POR CAPACIDAD VÍA OPCIONES FINANCIERAS**

**CARLOS ALBERTO ALTIMIRAS CEARDI**

Memoria para optar al título de  
Ingeniero Civil Industrial,  
con Diploma en Ingeniería Eléctrica

Profesor Supervisor:  
**HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD**

Santiago de Chile, 2002



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

# **PAGO POR CAPACIDAD VÍA OPCIONES FINANCIERAS**

**CARLOS ALBERTO ALTIMIRAS CEARDI**

Memoria presentada a la Comisión integrada por los profesores:

**HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD**

**DAVID WATTS CASIMIS**

**JUAN CARLOS OLMEDO HIDALGO**

**JUAN MANUEL CONTRERAS SEPULVEDA**

Para completar las exigencias del título de  
Ingeniero Civil Industrial, con Diploma en Ingeniería Eléctrica

Santiago de Chile, 2002

A mi Familia y Javiera, que me apoyaron mucho.

## AGRADECIMIENTOS

Quisiera expresar mis más sinceros agradecimientos a las siguientes personas, quienes realizaron aportes fundamentales en torno a diversos aspectos durante el desarrollo de la presente memoria.

Al señor Hugh Rudnick, profesor guía de este estudio. Agradezco su disposición, preocupación y responsabilidad mostrada a lo largo de todo el proceso de desarrollo de este trabajo.

A la arquitecto Javiera Gil Clasen. Agradezco por todas las recomendaciones de redacción realizadas, sin las que probablemente, la lectura de este trabajo sería muchísimo más difícil y confusa.

A Francisco Moyano Pérez, amigo y compañero de universidad, con quien realizamos conjuntamente la recolección de antecedentes para este trabajo. Agradezco sus sugerencias con respecto al análisis final de resultados.

A Dios, a mi Familia y Javiera, a los que dedico el agradecimiento más profundo e importante.

## INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA .....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
INDICE DE TABLAS .....	vii
INDICE DE FIGURAS.....	viii
RESUMEN.....	x
ABSTRACT .....	xi
I. INTRODUCCION.....	1
II. EVOLUCION HACIA EL PAGO POR CAPACIDAD.....	5
III. DIFICULTADES DEL PAGO POR CAPACIDAD.....	8
IV. MODELOS DE PAGO POR CAPACIDAD.....	11
4.1 Mercados de sólo energía.....	13
4.2 Mercados de disponibilidad .....	14
4.3 Pago por potencia por medio de la energía.....	15
4.4 Pago explícito por potencia.....	16
4.5 Mercado de capacidad vía opciones financieras.....	19
4.6 Suscripción de capacidad .....	20
4.7 Comparación .....	22
V. CASO CHILENO .....	29
5.1 Introducción .....	29
5.2 Marco conceptual .....	31
5.2.1 Confiabilidad .....	31
5.2.2 Suficiencia .....	32
5.2.3 Seguridad .....	32

5.3	Planteamientos y posiciones presentadas a la CNE .....	33
5.3.1	Potencia firme como señal de inversión y suficiencia .....	34
5.3.2	Potencia firme como señal de inversión y seguridad .....	34
5.4	Análisis de la normativa .....	35
5.4.1	Referencias de la potencia firme en el DFL N°1 de 1982 .....	35
5.4.2	El decreto supremo N°6 de 1985 .....	36
5.4.3	El decreto supremo N°327 de 1997 .....	38
5.4.4	Conclusiones del análisis legal .....	41
5.5	Relación conceptual entre suficiencia, seguridad y potencia firme .....	41
5.5.1	Otras consideraciones .....	42
5.5.2	Tratamiento recomendado por la CNE .....	44
5.6	Conclusiones y motivaciones del estudio .....	45
VI.	MERCADO DE OPCIONES DE CAPACIDAD .....	46
6.1	Descripción general del mercado propuesto .....	46
6.2	Aspectos principales de la propuesta .....	51
6.2.1	Ingresos de los generadores .....	51
6.2.2	Horizonte de la subasta .....	57
6.2.3	Otros aspectos relevantes .....	64
6.3	Condiciones que aseguran al nuevo mercado .....	67
6.3.1	Contratación por toda la demanda .....	67
6.3.2	Penalización .....	68
6.3.3	Eliminación de mercados secundarios .....	68
6.3.4	Eliminación de ofertas agregadas .....	69
6.3.5	Horizonte .....	69
6.3.6	Multa por concentración de ofertas .....	69
VII.	SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL .....	72
7.1	Antecedentes generales .....	72
7.2	Antecedentes generales del CDEC-SIC .....	75
7.2.1	Constitución, organización y objetivos .....	75
7.2.2	Criterios de Operación .....	76

VIII. SIMULACION .....	78
8.1 Generadores hidráulicos.....	79
8.2 Generadores termoeléctricos.....	83
8.3 Metodología .....	83
8.4 Determinación de parámetros .....	84
IX. RESULTADOS Y ANALISIS .....	89
9.1 Resultados caso base.....	89
9.2 Comparación entre el pago actual de potencia y el propuesto.....	92
9.3 Análisis de sensibilidad.....	98
9.4 Análisis en el tiempo.....	105
X. COMENTARIOS FINALES.....	116
BIBLIOGRAFIA.....	120

## INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 4.1: Comparación entre los distintos mercados .....	24
Tabla 8.1: Aversión al riesgo y porcentaje de indisponibilidad.....	86



## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 6.1: Curva de ofertas de confiabilidad.....	54
Figura 6.2: Secuencia de mercados.....	61
Figura 6.3: Período transitorio inicial para los contratos de capacidad .....	64
Figura 7.1: Capacidad instalada por empresa .....	73
Figura 7.2: Capacidad instalada por tecnología de generación.....	74
Figura 7.3: Generación bruta por empresa, año 2000.....	75
Figura 8.1: Indisponibilidad en función de la penalización .....	87
Figura 8.2: Demanda por potencia proyectada .....	88
Figura 9.1: Curva del mercado de capacidad, caso base.....	90
Figura 9.2: Evolución del pago por potencia por opción.....	91
Figura 9.3: Comparación pago actual 2001 – Opciones 2002 .....	93
Figura 9.4: Potencia firme por empresa .....	93
Figura 9.5: Comparación entre térmicos e hidráulicos .....	94
Figura 9.6: Distribución de la potencia subastada .....	95
Figura 9.7: Comparación pago por tecnología.....	96
Figura 9.8: Pago potencia promedio .....	98
Figura 9.9: Curva del mercado de capacidad, variación del precio de ejercicio .....	99
Figura 9.10: Curva del mercado de capacidad, variación del P. de racionamiento .	100

Figura 9.11: Curva del mercado de capacidad, variación de la penalización .....	101
Figura 9.12: Ingresos por potencia.....	102
Figura 9.13: Ingresos por empresa.....	103
Figura 9.14: Ingresos por potencia térmica e hidráulica.....	106
Figura 9.15: Potencia subastada entre térmicos e hidráulicos .....	107
Figura 9.16: Ingresos por tecnología.....	108
Figura 9.17: Pago promedio por KW-mes .....	109
Figura 9.18: Pago promedio por KW-mes en función de la penalización .....	110
Figura 9.19: Pago promedio por KW-mes .....	112
Figura 9.20: Pago promedio por KW-mes .....	113
Figura 9.21: Ingresos por potencia firme por empresas.....	114

## RESUMEN

El problema de asegurar la existencia de suficiente capacidad de generación para satisfacer la demanda futura, ha sido un asunto relevante en los diferentes mercados eléctricos, desde el comienzo de los procesos de desregulación. Pese a que en un mercado ideal debería alcanzarse un nivel adecuado de incentivos para la inversión en capacidad, hay diversos factores que impiden esta situación y en varios sistemas se ha experimentado una escasez de generación. En este contexto se enmarca la presente memoria.

La introducción al estudio incluye una revisión de los diferentes mercados desregulados que han adoptado distintos modelos de pago por capacidad, además de algunas propuestas que se espera, algún día, se materialicen. Luego, se realiza una discusión acerca de las ventajas y desventajas que presenta cada modelo, en función de varios parámetros previamente establecidos.

El desarrollo del tema central de la memoria propone un modelo para el pago por capacidad, cuyo procedimiento consiste en un mercado organizado, donde son subastados una serie de contratos de confiabilidad, basados en opciones financieras. En este contexto, tanto el precio, como la cantidad de contratos, son determinados por los generadores, quienes compiten por la posibilidad de vender su potencia en la subasta mencionada. Los resultados de esta propuesta garantizan una estabilización en las ganancias de los generadores y proveen incentivos claros para las futuras inversiones, sin una gran intervención regulatoria. Adicionalmente, este modelo permite proteger la demanda de las repentinas alzas de precios en el mercado de energía.

Finalmente, se realiza un ejercicio de simulación, con el objetivo de ejemplificar los resultados del modelo propuesto de manera más tangible. Para esto, el escenario elegido fue el Sistema Interconectado Central de Chile (SIC), respecto del cual, se incluyen algunas referencias en la presente memoria.

## **ABSTRACT**

The problem of insuring that there will be enough generation capacity to satisfy future demand, has been a relevant issue in the different electrical markets since the beginning of the processes of deregulation. Although in an ideal market an adequate amount of incentives for investments on capacity should be achieved, there are several factors that prevent this situation from happening and a lack of generation has been experimented in several systems. The present work is framed in this context.

A review of several deregulated markets that have adopted different models of capacity payments has been included, plus some propositions that are hoped to be adopted some day. A discussion concerning the advantages and disadvantages that each model presents in terms of previously established parameters is also included.

Following, the main topic of this work is developed. A model for capacity payment is proposed, consisting in an organized market where a series of reliability contracts, based on financial call options, are auctioned. Both price and the amount of contracts are determined by the generators who compete to sell their power supply in the aforementioned auction. The results of this proposal guarantee a stabilized profit for the generators, and provide clear incentives for future investments, without regulatory intervention. Additionally, this model allows to protect the demand from sudden rises of spot price in the energy market.

Finally, there is a simulated example to show the results of the proposed model in a more tangible way. For this purpose, the chosen scenario was the Sistema Inteconectado Central de Chile (SIC). For this reason, some references to this system are also included.

## **I. INTRODUCCION**

El acceso a la electricidad, como fuente de energía para cualquier tipo de actividad industrial, comercial o doméstica, es un factor fundamental para el desarrollo de cualquier país. Luego, poder garantizar el suministro de la misma en el largo plazo, siempre ha constituido un objetivo importante.

En los sistemas regulados como monopolios de servicio público, la garantía de suministro en el largo plazo, que se traduce en la expansión de la capacidad instalada de generación, ha descansado sobre los resultados obtenidos y la consiguiente implantación obligatoria de una planificación centralizada.

Tras los procesos de desregulación y reestructuración, que implicaron la introducción de un mercado de libre competencia en generación, el regulador ha tenido en general, la responsabilidad indirecta de asegurar el abastecimiento en el largo plazo. Para ello diseña las reglas de este mercado, de manera que existan incentivos suficientes para la inversión en nueva capacidad de generación.

El pago por capacidad es uno de los incentivos que se han diseñado y ha sido materia de estudio en todas las reestructuraciones y desregulaciones de los mercados eléctricos mundiales.

La evolución de los mercados eléctricos hacia la libre competencia, se inició en 1978 con la desregulación del mercado chileno. La principal causa que motivó este hecho, fue pensar que el mercado podría crear los incentivos necesarios para garantizar la inversión en generación. Esto traería como consecuencia, el traspaso al mercado de las decisiones que anteriormente se realizaban de manera centralizada.

A la luz de lo enunciado anteriormente, se ha definido la realización de un estudio, cuyo objetivo principal es el diseño y estimación de factibilidad de un modelo alternativo al de pago por capacidad existente hoy en Chile. Este trabajo ha sido motivado por el continuo cuestionamiento, que ha tenido el pago por potencia imperante en nuestro país e intenta configurar una alternativa innovadora con respecto a las distintas opciones que se han ido proponiendo en el tiempo.

Uno de los conceptos relevantes dentro de cualquier sistema eléctrico, es la confiabilidad del mismo. Este factor está asociado a dos elementos: la seguridad y

la suficiencia. La seguridad, como concepto de corto plazo, se define como la capacidad de respuesta del sistema frente a cambios repentinos en la demanda. La suficiencia, en cambio, como concepto de mediano y largo plazo, se relaciona con la factibilidad dentro de un sistema eléctrico, de mantener una capacidad instalada suficiente, para satisfacer los requerimientos de energía de los consumidores [Oren00].

El aspecto central del análisis desarrollado en la presente memoria, es el concepto de suficiencia de un sistema eléctrico, conducente a dar incentivos claros, que permitan una evolución del parque eléctrico acorde a las necesidades del país.

Otro aspecto abordado en este estudio, es el concepto de seguridad. En el transcurso de la operación del sistema, existen momentos donde habrá una probabilidad que la demanda supere a la oferta de energía. Estos períodos se denominan críticos y para afrontarlos será fundamental la presencia y la velocidad de incorporación al sistema de algunos generadores. Este tipo de centrales, reciben el nombre de unidades de punta y se caracterizan por tener costos de operación muy altos. Por esta razón, sólo estarán presentes en los mencionados períodos críticos, recibiendo ingresos insuficientes para pagar la inversión realizada. En consecuencia, todo mercado que no goce de sobre-inversión, deberá contar con sistemas que solucionen este aspecto, motivando la inversión en generación de punta.

Aquellos modelos que no puedan dar solución a los aspectos de suficiencia y seguridad del sistema, generarán fallas en la operación, provocando racionamientos sumamente costosos para el país. En contraparte, los modelos que creen un exceso de incentivos, generarán operaciones costosas y poco óptimas en materia económica. Por esta razón, el análisis de los modelos impuestos en cada país, deberá ajustarse a la realidad del escenario donde se está implementando, considerando que las soluciones particulares para un país, muchas veces no funcionarán óptimamente en otro.

El proceso de desregulación de los mercados eléctricos, situación que se viene observando desde hace veinte años, ha conllevado al desarrollo e implementación de diferentes soluciones. Interesantes son los casos de Noruega, Suecia, Inglaterra, Estados Unidos y Colombia, entre muchos otros. Son países en que, de diferentes maneras, se ha intentado dar un mejor tratamiento a los problemas

de confiabilidad. Mientras algunos consideran bolsas de energía, otros realizan pagos centralizados por conceptos de capacidad y seguridad, utilizando distintos métodos para calcular los montos. Los mecanismos pueden ser contratos con los generadores antes de la operación o, simplemente, motivar la seguridad por medio de premios por confiabilidad. En este sentido, se refuerza el hecho que la solución óptima no es única y que el análisis debe tomar en consideración las características del parque generador, los recursos del país y las necesidades de los consumidores.

En el caso particular de Chile, el modelo regulatorio implementa dos pagos independientes. Uno por energía y otro por capacidad. El pago por energía se distribuye según la operación del sistema, pagando el costo de la unidad más cara en funcionamiento. Por otra parte, el pago por capacidad se estima mediante el aporte que cada generador hace a la seguridad del sistema, premiando la potencia firme de cada unidad y motivando la inversión en generadores confiables.

Desgraciadamente, el sistema imperante en Chile ha sido muy objetado, fundamentalmente por la manera en que se realizan los pagos por capacidad. Más aún, tomando en consideración la crisis energética del año 1999, se puede cuestionar la emisión de señales claras a inversionistas y la suficiencia correcta del sistema a los requerimientos de los consumidores.

Considerando lo expuesto anteriormente, la presente memoria intenta plantear una alternativa al pago por capacidad. Específicamente, se propone implementar un mercado de opciones financieras, donde los generadores puedan ofertar distintos bloques de potencia firme y competir por la adjudicación de éstos. Por otra parte, existiría un ente regulador encargado de convocar esta gran subasta de opciones, representando toda la demanda del sistema. Los generadores, por su parte, comprometerían su disponibilidad en los períodos críticos, conforme los pactos realizados, exponiéndose a multas considerables en caso de un no-cumplimiento de los compromisos asumidos.

Finalmente es importante mencionar, que esta memoria se desarrolló paralelamente con otro estudio, que presenta una alternativa al pago por capacidad, según el modelo implementado en el Sistema PJM (Pennsylvania, New Jersey y Maryland), que hasta ahora se ha desarrollado como una alternativa atractiva en

este aspecto. (Ver referencia: Moyano Pérez, Francisco. Memoria de Título. Pontificia Universidad Católica de Chile. Año 2002.)



## II. EVOLUCION HACIA EL PAGO POR CAPACIDAD

A lo largo de la historia, los mercados eléctricos han experimentado cambios en sus características, funcionamiento y tecnología utilizada. Uno de los hechos más relevantes y de mayor impacto, es la desregulación que éstos han sufrido, incorporando elementos de libre mercado, tales como, bolsas de energía y entes comercializadores, entre otros factores [Colo00].

En un mercado ideal, cualquier variación del precio o de las características de un producto determinado, provocaría en los consumidores la modificación de sus políticas de consumo, de acuerdo con la nueva realidad. Particularmente, considerando un mercado eléctrico ideal, los consumidores determinarían las características del producto que más se acerque a sus necesidades y manifestarían sus preferencias. A través de este proceso, dichos consumidores podrían intervenir responsablemente en el mercado, garantizando la inversión a largo plazo, los niveles de reservas y los tipos de generación adecuados, en función de las características del sistema.

Luego, la existencia de un ente regulador en un mercado ideal es innecesaria, debido a que todas las decisiones recaerían directamente sobre los consumidores, quienes contarían con la información necesaria y los conocimientos técnicos adecuados para tomar dichas opciones.

En un mercado real, sin embargo, el consumidor no tiene suficiente preparación para determinar el producto que le conviene y, menos aún, para especificar el nivel de seguridad que desea. En consecuencia, las señales provistas por los consumidores, no reflejarían los requerimientos de suficiencia y seguridad que el sistema necesita. Ello explicaría, que los generadores no encuentren una contraparte que les permita orientar el proceso de toma de decisiones. Por otro lado, dentro de los mercados, los generadores que conforman la oferta del sistema, no constituyen un sistema perfectamente competitivo, existiendo situaciones, tales como, segmentos con economías de escala, concentración de propiedad, poderes de mercado, entre otros, que definitivamente no contribuyen a que el mercado sea de libre competencia y se alcancen los equilibrios deseados [Sode00].

Las razones desarrolladas anteriormente, justifican la intervención de un organismo ajeno al proceso de generación y consumo de energía eléctrica, que pueda facilitar, guiar y super-vigilar el funcionamiento de los participantes del mercado, desde un punto de vista neutral. Generalmente, este tercero ha sido un organismo estatal, denominado usualmente “ente regulador”.

El problema principal que se ha presentado en los mercados reales, a pesar de la existencia de un ente regulador, es la falta de inversión en capacidad instalada, en contraposición a lo que sucedería en un mercado ideal.

En un mercado real, los generadores tienden a la infra-inversión, por aversión al riesgo de no recuperar sus capitales. El ente regulador no puede permitir, por motivos sociales, económicos y políticos, que el precio de la energía se dispare en el mercado. Para ello debe fijar un valor arbitrario de precio de racionamiento, que marca un techo para el precio del mercado. Esto reafirma la tendencia a la infra-inversión, ya que los generadores no pueden capturar los hipotéticos precios altos, que económicamente estarían justificados.

En este sentido, la necesidad de crear mecanismos o señales que estimulen la inversión en el largo y mediano plazo en los sistemas eléctricos, cobra una importancia indiscutida. Uno de estos mecanismos es el pago por la capacidad que cada generador aporte al sistema. Éste posibilitaría una mejor distribución de los ingresos de las unidades de punta y justificaría inversiones realizadas en el parque generador.

El pago por capacidad distribuye los ingresos anuales de los generadores, permitiendo estabilizar los montos de dinero que reciben las unidades por concepto de energía. Los supuestos precios altos, que deberían ser cobrados a los consumidores en los períodos críticos, serían limitados por el ente regulador, a través de un precio techo (cap). Los ingresos que dejarían de percibir los generadores por esta situación, en general serían considerados en el pago por capacidad, de manera que ellos reciban el verdadero valor del producto que están entregando.

Tras considerar todos los aspectos abordados en este capítulo, se puede afirmar, que la existencia de un ente regulador que fije el nivel de seguridad y suficiencia del sistema, está plenamente justificada. Otra conclusión relevante es el

reconocimiento del pago por capacidad, como una de las herramientas efectivas que el ente regulador posee, para poder incentivar la inversión en capacidad instalada.

De esto se desprenden dos desafíos importantes: el primero de ellos es poder determinar un monto adecuado en función de las aspiraciones de seguridad que se hayan establecido. El segundo desafío tiene relación con una distribución inteligente, que permita premiar a los generadores que efectivamente contribuyen con la seguridad del sistema.

Esta memoria se centrará en el análisis de una alternativa viable del pago por capacidad.

### III. DIFICULTADES DEL PAGO POR CAPACIDAD

El pago por capacidad apunta básicamente a resolver dos situaciones: La primera se vincula a una búsqueda por lograr la estabilización de los ingresos que captan las unidades de punta que, como su nombre lo indica, sólo están presentes en períodos breves de la operación. La segunda se relaciona con la emisión de señales de inversión, que permitan alcanzar los niveles de seguridad deseados o previamente trazados.

Un pago por capacidad ideal debería resolver estos dos aspectos de manera eficiente y oportuna. Esto se ha conseguido, con diferentes grados de satisfacción, en los mercados que pueden ser observados actualmente en distintos países del mundo.

La incorporación de un pago por capacidad en un mercado desregulado, debe dar respuesta a diferentes problemas, que serán expuestos posteriormente en este capítulo. En la medida que cada una de estas dificultades sean resueltas, el pago por capacidad será más objetivo y generará menos controversia entre los participantes del mercado.

Las dificultades centrales que se enfrentan al diseñar un pago por capacidad son las siguientes: la determinación del volumen total de remuneración que el pago incluirá y la definición del método por el cual el pago se repartirá entre las diferentes unidades generadoras [Colo00] [Hobb01] [Rivi00].

Un volumen correcto de remuneración por concepto de potencia firme suministrada al sistema, podría traducirse en señales claras para que existan inversiones en capacidad instalada. De esta manera, los niveles de suficiencia y seguridad que se deseen obtener, estarán estrechamente relacionados con este monto, siendo de suma importancia su adecuada estimación.

En este contexto, se deduce de lo anteriormente mencionado, que operaciones más seguras y niveles importantes de inversión, implicarán mayores costos por concepto de capacidad. Dichos costos, deberán traspasarse directa o indirectamente a los consumidores finales. Por esta razón, es necesario considerar, que el nivel de seguridad impuesto en el sistema, deberá representar lo más fielmente

posible, las necesidades que los consumidores planteen, de manera que el mercado sea operado bajo estos requerimientos.

Otro aspecto relevante a considerar al momento de diseñar un pago por capacidad, es el hecho que un eventual monto inadecuado para las pretensiones de seguridad que se han establecido, no será percibido en el corto plazo. Esta situación dificulta aún más esta estimación. Dado que estos pagos tienen por objetivo principal proveer señales de inversión al mercado de generación, un volumen deficiente estimularía una baja capitalización en el mediano plazo, trayendo como consecuencia, un crecimiento inadecuado del parque generador. Esto implicaría la generación de cortes innecesarios y racionamientos en el consumo. Por esta razón, se debe tener especial cuidado en determinar este monto, de modo de dar solución a la suficiencia del sistema.

Otra dificultad que se presenta al incluir este tipo de pagos, es la creación de un método para repartir la remuneración. Este punto es quizás el más controversial. Frecuentemente, los generadores de diferentes tecnologías o características, tales como, hidráulicos, térmicos, de ciclo combinado, petróleo, etcétera, preferirán una u otra forma de repartir el pago, de manera de salir favorecidos.

Una repartición correcta debería ser proporcional al aporte que cada generador hace a la confiabilidad del sistema, incentivando directamente las operaciones más seguras y motivando la suficiencia del parque generador, en función de las características actuales del sistema.

En relación a los generadores de punta, éstos deberían captar montos importantes por concepto de potencia, dado que su aporte es básicamente en seguridad para el sistema. La estabilización de los ingresos de dichas unidades, se conseguiría, en mayor o menor grado, en la medida que la repartición sea la adecuada.

Lamentablemente, lograr este objetivo es muy difícil, dada la cantidad de variables que se deberían considerar en el cálculo del aporte individual. Para poder determinar dichos aportes, serían necesarias diversas estimaciones, predicciones y simplificaciones de la realidad. Esto se traduciría en reparticiones poco objetivas, discutibles y que se alejarían del objetivo de incentivar la seguridad del sistema.

El pago por capacidad implementado, debe motivar una operación más segura, premiando la contribución real de cada generador a la seguridad del sistema. En este sentido, los pagos en base a predicciones son menos efectivos, debido a que no comprometen a los generadores a estar presentes en los períodos en que la energía escasea. De esta manera, un pago por potencia realizado antes de la operación del sistema, podría no garantizar los niveles de seguridad establecidos previamente por el ente regulador. Se deduce finalmente, que cualquier compromiso que puedan contraer los generadores para adjudicarse un pago por capacidad, ya sea directa o indirectamente, será un aporte a la seguridad del sistema.

Los dos elementos anteriormente mencionados, el volumen de remuneración y método de repartición, serán en consecuencia, los aspectos más importantes a considerar en el diseño de un pago por capacidad. De éstos dependerán los niveles de inversión en capacidad instalada, de seguridad del sistema y de ingresos que perciban las unidades de punta.

En el capítulo siguiente, se presentan las diversas formas que ha adoptado el pago por capacidad en los diferentes mercados del mundo. Se encuentran sintetizadas las experiencias de muchos países que, poco a poco, se han sumado al proceso de desregulación de los mercados eléctricos. Por último, se han incluido también, otras alternativas a este pago, pero que todavía no han sido implementadas en ninguna parte del mundo.

#### **IV. MODELOS DE PAGO POR CAPACIDAD**

El objetivo principal de un sistema eléctrico es proveer energía en forma segura y confiable, aspecto ya mencionado en capítulos anteriores. Por este motivo, los modelos de reestructuración pretenden fundamentalmente, incentivar mercados sustentables económicamente y mantener niveles de seguridad aceptables, tanto en el corto, como en el largo plazo [Door00].

En relación a la seguridad de los sistemas eléctricos, cabe señalar que ésta se asocia a una dimensión de bien público. Esta situación se ve reflejada en el hecho que la seguridad del sistema es un bien no exclusivo, es decir, ningún usuario del sistema eléctrico se puede apropiarse de toda la seguridad del sistema, o bien, marginar de su beneficio. La seguridad es una y beneficia a todos los usuarios por igual.

La principal consecuencia del carácter de bien público, del cual está revestida la seguridad en los sistemas eléctricos, es que debe concordar con los requerimientos de los consumidores. En otras palabras, la seguridad del sistema debe ser acorde a las características del producto que los consumidores buscan.

El mercado debería entonces, ser capaz de captar la disposición a pagar de los usuarios por conceptos de seguridad, para posteriormente determinar el monto de recursos que se destinen a este propósito. Debido a esta situación, en el mercado existirán clientes que prefieren una energía costosa, asociada a altos niveles de seguridad, como también clientes con preferencias contrarias a la expuesta. El poder entender e interpretar los requerimientos de los consumidores, es un desafío que todos los modelos de reestructuración deben enfrentar.

Otro aspecto relevante en el análisis del comportamiento de los usuarios en los sistemas eléctricos, es la preferencia de los consumidores por tener precios fijos de energía, rechazando las posibles volatilidades que se pudieran presentar. Por consiguiente, el consumidor medio preferirá controlar el precio, de forma de disminuir el riesgo de aumentos inesperados en los cobros.

Respecto a la facilidad con que funciona el mercado, es decir, la manera en que se calculan los pagos y los costos asociados para el ente regulador y los generadores que participan del sistema, cabe señalar, que mientras más simples y

directos sean los pagos, mayor será el grado de preferencia a la hora de implementar un modelo en particular. Los motivos de esta situación, son la emisión más clara de señales al mercado y los menores costos asociados.

De acuerdo al objetivo de asegurar la generación de energía para el corto plazo, el uso de reservas juega un papel protagónico. Éste es un método eficiente y está ligado directamente al costo de la energía spot del sistema. No obstante lo anterior, se debe considerar que el uso de reservas conlleva a desafíos importantes, debido a que en escenarios donde existan limitaciones de capacidad, dichas reservas serán precarias. La situación descrita sólo se soluciona mediante la incorporación de nuevas centrales. En un sistema orientado a la seguridad de corto plazo, la solución sólo será obtenida mediante una intervención del ente regulador.

De este modo, para cumplir con el objetivo de confiabilidad de un sistema eléctrico, considerando corto y largo plazo, será necesario contar con elementos que motiven la incorporación de nuevas centrales. Estos incentivos debieran provenir del mismo mercado, sin la necesidad de pagos centralizados e intervenciones regulatorias.

Otro punto importante a analizar, es el concerniente a las unidades de punta. Este tipo de unidades, como se ha mencionado en reiteradas ocasiones, en un mercado donde sólo se remunere la energía, percibiría ingresos elevados por pocas horas. En este intervalo de tiempo, dichas unidades deberían ser capaces de recuperar su inversión. De este modo, si el mercado percibe que este número de horas de punta no es suficiente para rentabilizar una inversión de este tipo, dichas inversiones no se llevarán a cabo y en pocos años se contará con un sistema restringido.

El pago por capacidad es un método que ayuda efectivamente a lograr el objetivo central de seguridad de los sistemas eléctricos. Esta es la razón principal que ha motivado el desarrollo de esta memoria. La forma en que este pago es incorporado en los modelos de reestructuración, determina la manera en que los temas de confiabilidad son abordados.

Al revisar la bibliografía referente a diversos sistemas eléctricos que han incorporado elementos de libre competencia en el mundo, se puede concluir, que una amplia mayoría ha incluido pagos por capacidad, con el fin de incentivar la inversión



y distribuir uniformemente los ingresos de las unidades de punta. Ambos aspectos fueron explicados con mayor detalle en el capítulo II.

Las distintas maneras de implementar el pago por capacidad, se diferencian principalmente en la metodología de cálculo de los pagos a las centrales eléctricas, la distribución de éstos y el impacto que tienen sobre los participantes. Debido a que existen diversos factores que intervienen en la confiabilidad del sistema eléctrico, mientras un pago por capacidad puede dar señales de inversión correctas al mercado, no necesariamente estará garantizando la seguridad del sistema, ni la correcta distribución de los ingresos inclusive. Por lo tanto, a la luz de la referencia estudiada, se puede afirmar que cada diseño posee ventajas y desventajas. Esta situación debe ser tomada en consideración al momento de incorporar un tipo de pago por capacidad en cada país.

A continuación se presentan diferentes modelos de reestructuración de mercados eléctricos, para luego realizar una comparación, identificando las ventajas y desventajas de cada uno de éstos [Door00] [PUC01] [Oren00].

#### **4.1 Mercados de sólo energía**

Los mercados de sólo energía son modelos donde no se remunera explícitamente la potencia, ni se organizan mercados obligatorios de capacidad.

Esta manera de concebir los sistemas de energía eléctrica, se observa en mercados eléctricos como los de Noruega, Suecia, Australia, Nueva Zelanda y California.

Todos ellos presentan la particularidad de contar con un parque generador sobredimensionado y, en algunos casos, de disponer de importantes interconexiones con sistemas vecinos. Por esta razón, la garantía de suministro en el largo plazo no representa un objetivo prioritario.

Otro elemento que es escasamente considerado en este tipo de mercados, es el incentivo de la entrada de nuevos generadores al sistema. Debido a que no existe pago por capacidad, no se genera una motivación real al respecto. Uno de los supuestos implícitos en esta propuesta, es asumir que los precios de la energía serán

lo suficientemente altos, como para asegurar la recuperación de los costos de inversión de los entrantes inminentes. Por esto, en este tipo de mercados no existen provisiones explícitas en suficiencia del sistema, sólo estableciendo reservas para el corto plazo.

Además, en este tipo de mercados, las unidades de punta sólo recibirán ingresos por los períodos en los cuales produzcan energía. Esta situación conllevará a que el ente regulador sea quien establezca la necesidad de incorporar nueva potencia.

#### **4.2 Mercados de disponibilidad**

Los mercados de disponibilidad se caracterizan por incorporar pagos por capacidad, situación que implica una cierta obligación de proveer energía por parte de los generadores. Esto permite establecer un nivel de seguridad, determinado centralmente para todo el sistema.

Este tipo de mercados se presenta en los sistemas del noreste de Estados Unidos, el sistema interconectado PJM y el New York Power Pool [Repo00].

El objetivo de este tipo de modelos es asegurar un nivel de capacidad, que permita mantener un grado de seguridad en el sistema. Se busca que la probabilidad de desconexión de algún usuario, no sea mayor a una cierta tasa previamente determinada en un período de tiempo. La manera de implementar este sistema, es mediante predicciones, que considerando reservas, mantenciones y fallas, establecerán el monto de capacidad necesario para mantener dicho nivel de confiabilidad en el futuro.

Ahora bien, lo expuesto anteriormente supone una importante intervención regulatoria, debido a que una entidad central será la encargada de especificar las obligaciones de potencia de cada generador, conforme las características propias de seguridad de éstos. Dichas obligaciones deberán ser cumplidas, ya sea produciendo o comprando potencia, motivando directamente la instauración de un mercado de capacidad para realizar las transacciones. La entidad

central, por lo tanto, será la que fije el nivel de seguridad del sistema, idealmente considerando las necesidades de los consumidores finales.

Los derechos de potencia que dispone el ente regulador, representan en parte, los intereses de los consumidores y constituyen la contrapartida a las obligaciones contraídas por los generadores. Estos derechos se transan libremente en mercados diseñados para ello, creando así un producto asociado a la suficiencia que se pretenda alcanzar. Finalmente, a pesar que se logren niveles aceptables de seguridad y suficiencia, los precios de energía y potencia siempre conservan el riesgo desprendido de los pagos que deben realizar los consumidores.

### **4.3 Pago por potencia por medio de la energía**

Otra forma de incorporar el pago por potencia en los sistemas eléctricos, es a través de un sobreprecio al pago que realizan los consumidores por la energía que consumen. Dicho excedente representa el aporte en potencia que el generador está entregando al sistema.

Para determinar el costo marginal único del mercado mayorista a corto plazo, se utilizan los precios de oferta y un algoritmo de optimización de la operación. Además, se han introducido procedimientos que sobre-valoran el riesgo de falla y sus costos asociados, otorgando remuneraciones extras a los generadores. Las remuneraciones de las reservas de operación también han sido orientadas en este sentido.

Este es el caso del enfoque adoptado en Inglaterra y Gales.

En el caso particular de Inglaterra, los generadores deben presentar ofertas por energía diariamente y declarar disponibilidad de las centrales cada media hora. Con esta información totalmente actualizada, es posible determinar un precio que se compone de dos elementos: en primer lugar el costo que implica la producción de energía y por otra parte, la disponibilidad de las centrales. Por lo tanto, este pago remunera, tanto la energía, como la capacidad que el generador aporta al sistema.

Los planteamientos que sustentan el procedimiento en que se basa el sistema inglés, son difíciles de justificar desde un punto de vista teórico. El prescindir de un término explícito de capacidad, obliga a distorsionar la señal económica de energía, para conseguir los objetivos establecidos de garantía de suministro en el largo plazo.

La manera en que se construye la señal de inversión en este tipo de mercados, se encuentra excesivamente condicionada por la situación que existe en el mercado de corto plazo. Este hecho, se contrapone a la necesidad de suficiencia que todo sistema eléctrico debe poseer.

Finalmente, el pago por potencia por medio de la energía, sólo se ha incorporado en sistemas donde no existe una componente hidráulica importante. Por lo tanto, es difícil extrapolar su funcionamiento en sistemas que sí contengan este tipo de generación.

#### **4.4 Pago explícito por potencia**

El pago explícito por potencia consiste, básicamente, en remunerar de forma separada la energía y la potencia [Colo00].

La forma general de funcionamiento de este sistema se basa en el cálculo, realizado antes de la operación del sistema, de un monto adicional llamado pago por capacidad, que será entregado a todas las unidades que estén disponibles en horas de punta.

El objetivo de tales pagos, es premiar a las unidades de punta, de modo de estabilizar sus ingresos durante el año y además, incentivar un adecuado nivel de generación, a través de la estimulación de la inversión.

Esta forma de remuneración explícita de la potencia, es propia de países como Chile, Argentina, España y Colombia. Dependiendo del país, se le da diferentes denominaciones a este concepto. En Chile, por ejemplo, se habla de potencia firme, en España de garantía de potencia, en Argentina de precio por confiabilidad y en Colombia de cargo por capacidad.

En Chile se remunera la potencia firme de cada uno de los grupos de generadores. En relación a este punto, cabe resaltar la independencia de dicha retribución, con el despacho efectivamente realizado. La filosofía básica del método empleado, consiste en remunerar la potencia necesaria, para así conseguir el nivel de suficiencia deseado, independientemente de la existencia o ausencia de sobrecapacidad en el sistema.

En España el cargo por capacidad que reciben los generadores, se ha establecido administrativamente en el proceso de negociación entre el regulador y las empresas, para introducir la liberalización en el sector. La distribución de este cargo entre los generadores, se determinó mediante modelos y reglas heurísticas.

Por último, en Colombia, el cálculo y distribución de los ingresos de los generadores por cargo de capacidad, se realiza mediante un modelo de simulación de la operación del sistema, en condiciones de hidrología muy seca. Para cada mes de la estación de verano (diciembre - abril) se determina la contribución en energía en cada planta hidráulica o térmica del sistema. Ésta se transforma en un equivalente de contribución de potencia, mediante un proceso de cálculo iterativo y con algunas reglas heurísticas.

El pago fijo por capacidad es muy favorable para las unidades de punta, dado que reciben un pago uniforme durante el año, disminuyendo el riesgo de no poder rentabilizar su inversión. Por esto, se observa que este pago es un incentivo claro para la suficiencia del sistema.

En este modelo, debido a que las unidades de punta reciben remuneraciones durante todo el año y no sólo en los períodos de punta, es prudente utilizar un price cap de energía, que proteja a los consumidores de precios elevados. Las unidades de punta aceptarán las limitaciones de precios establecidas por el regulador, siempre y cuando el pago por capacidad sea mayor al monto perdido por este concepto.

Dentro de los problemas que se han suscitado por causa de los métodos que fijan un cargo por potencia, se pueden identificar tres fundamentales.

El primero de estos problemas tiene relación con la determinación del volumen total de remuneración por este concepto. Éste es fijado por el regulador y es difícil de justificar objetivamente. Los datos referidos a los costos de los generadores, las indisponibilidades o los precios del mercado, son las mejores estimaciones que el regulador dispone. Sin embargo, éstas pueden ser alteradas o manipuladas de acuerdo con los intereses de los generadores. El proceso de corrección del precio, en función de la reacción del mercado, es lento y puede dar lugar a ineficiencias. Además, el monto utilizado debe estar en relación a la disposición a pagar de los consumidores, tanto por energía como por seguridad.

Otra de las dificultades principales del pago por capacidad, es el reparto de las remuneraciones entre los generadores, que en este caso también son difíciles de justificar con criterios objetivos y no discriminatorios. Aparentemente, este reparto debería realizarse a partir de la contribución de cada uno de los generadores a la confiabilidad del sistema, obtenida de acuerdo con los resultados de un modelo de simulación. Sin embargo, el cálculo de la “potencia firme” en un sistema hidrotérmico, es algo muy complejo de llevar a la práctica, pues a medida que se va entrando en profundidad en el método de cálculo, van apareciendo gran cantidad de detalles, en los que es preciso hacer simplificaciones, aceptar hipótesis y, en definitiva, reducir la complejidad de la realidad para poder simularla. De este modo, los resultados finales dejan de ser totalmente objetivos, para depender en parte, de los criterios adoptados durante la simulación. Esto hace que todo el mecanismo de remuneración de los generadores, quede sujeto a una controversia muy difícil de resolver.

Por último, nos encontramos frente al tercer problema, el cual consiste en la inexistencia de incentivos claros para que los generadores garanticen un determinado nivel de confiabilidad en el sistema. Los pagos asociados a la potencia firme, se asignan en relación a la contribución de cada uno de los generadores y se calculan de acuerdo con el comportamiento esperado de cada grupo. Todo esto en base a las simulaciones. Sin embargo, el funcionamiento real de los generadores será, en general, diferente del simulado, especialmente si no existe un compromiso para ello.

Finalmente, todo esto dará lugar al incumplimiento de los objetivos de confiabilidad, que el ente regulador deseaba para el sistema. Si los agentes generadores no asumen un determinado compromiso, acorde con las hipótesis tomadas para el cálculo de los cargos por capacidad y operan sus plantas de acuerdo con él, entonces no hay modo de garantizar una cobertura adecuada para la demanda. Este problema es especialmente conflictivo en los sistemas hidrotérmicos, donde la gestión de los embalses juega un papel fundamental en la confiabilidad del sistema.

#### **4.5 Mercado de capacidad vía opciones financieras**

El mercado de capacidad consiste en adoptar un procedimiento mediante el cual, periódicamente, el ente regulador convoque a una subasta donde los generadores compitan entre sí, para vender opciones estandarizadas al mencionado ente regulador. Las opciones que los generadores ofertan, son compromisos de potencia. Los ingresos que perciben por éstas, corresponden a una combinación de ingresos por concepto de potencia y energía. Los generadores ofertan sus opciones, tomando en cuenta el posible dinero que dejarán de percibir en el mercado de energía. Ahora bien, las opciones serán remuneradas a precio marginal, por lo tanto, recibirán un monto mayor al propio precio ofertado. Este diferencial corresponde al pago por capacidad y el objetivo final de éste será premiar a aquellos bloques de potencia más seguros. Esta manera de organizar el mercado, permite al ente operador, asegurar un determinado nivel de potencia para los posibles momentos críticos que se presenten en el futuro [Rivi01] [Colo00].

Este tipo de mercados no existe en la actualidad, pero representa una alternativa interesante de estudio.

Las opciones son instrumentos financieros que se definen por una cantidad contratada (en MW), un precio de ejercicio de la opción (strike price) y una cierta cantidad de dinero, que se denomina prima de la opción. A cambio de recibir dicha prima, el agente que venda la opción, usualmente un generador, se compromete a compensar al consumidor, cada vez que el precio de energía del mercado sobrepase al precio de ejercicio de la opción, por la diferencia entre el precio de mercado y el precio de ejercicio.

De este modo, para el consumidor, el efecto de haber comprado una opción, consiste en fijar un precio máximo para la energía que compra, ya que será compensado por cualquier aumento por encima del precio de ejercicio. A cambio de este beneficio, el consumidor paga una cierta prima, independientemente de cuáles sean las condiciones del mercado de energía de corto plazo.

Por otra parte, el efecto que resulta para el generador, es el de fijar un precio máximo para la energía que vende, igual al precio del ejercicio. El grupo renuncia así a capturar los ingresos que podrían haber obtenido por vender su energía cuando el precio de mercado se eleva por encima de ese valor. Adicionalmente, si el generador no puede producir en ese instante, se ve obligado a pagar la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio del mercado. Se debe considerar, que el precio del mercado puede ser muy alto en los instantes más críticos, por lo tanto, supone para él una fuerte penalización por no estar disponible. En la práctica, esto se traduce en un importante incentivo para que los generadores produzcan, en los momentos en los que el precio es muy elevado, la misma cantidad que contrataron en el mercado de opciones. En el caso contrario quedarían totalmente expuestos a los altos precios del mercado. En definitiva, el modelo de opciones crea importantes incentivos para que el generador satisfaga el nivel de confiabilidad que se comprometió a dar.

Por último, una de la cualidades más importantes de este nuevo modelo propuesto, es que el problema del reparto de los pagos por confiabilidad entre las distintas empresas, queda en manos de los propios generadores. Éstos competirán entre sí por conseguir la cantidad óptima y evitarán los problemas de los pagos “administrados”, en los que el reparto realizado por el operador del sistema, es siempre conflictivo. Además, facilita la resolución del problema del precio, ya que éste deja de ser determinado por el regulador y pasa a ser calculado como producto de la competencia entre agentes.

#### **4.6 Suscripción de capacidad**

El modelo de suscripción de capacidad, al igual que el modelo de opciones descrito anteriormente, es una propuesta que no ha sido practicada en



ningún país. Debido a su originalidad y diseño, fue incluido en el presente análisis [Door00].

Esta política se centra en obtener en forma exacta, el nivel de precio e inversión que el consumidor desea, conforme la utilidad que quiere lograr.

Es el consumidor quien realiza un racionamiento consciente de la energía a consumir. Por esto, si el consumidor desea tener energía a toda hora, valorará más la seguridad, que otro consumidor desinteresado en cuanto a este aspecto. Esto se traducirá en una mayor disposición a pagar por este servicio y, en consecuencia, el nivel de precio se ajustará al producto que realmente está comprando.

El modelo descrito, separa el producto en dos subproductos bien específicos. Por una parte está la potencia y por otro lado la seguridad de servicio.

Esta política de reestructuración se lleva a cabo mediante la utilización de “fusibles”. La idea es que cada consumidor especifique el producto que desea consumir, indicando la cantidad de potencia instalada necesaria para satisfacer su consumo. De esta manera, la señal de información para los generadores es clara y viene directamente de los propios consumidores, evitando las posibles manipulaciones y distorsiones de ésta por parte de los entes reguladores. A raíz de esta situación, la inversión se realizará cuando los precios por capacidad, pagados previamente por los consumidores, lo indiquen necesario.

El consumidor, como se mencionó anteriormente, debe especificar el máximo de capacidad que utilizará en un período de tiempo previamente especificado. Los consumidores que sean más reacios al hecho de ser desconectados en épocas de altas demandas o de fallas del sistema, comprarán “fusibles” de muchos MW, comprometiendo al generador para entregarle esa cantidad de MW, sin importar el estado del sistema. Dado que comprar fusibles de mayor capacidad será más caro, a quienes no les importe la seguridad del servicio, comprarán fusibles más pequeños y de menor valor.

Cuando la capacidad del sistema no permita satisfacer totalmente la demanda, se activarán los fusibles en forma ordenada, empezando por desconectar al

usuario que tenga el fusible más pequeño del sistema. Consecuentemente, la demanda percibida por el sistema disminuirá. Aquellos usuarios que hayan adquirido fusibles de mayor capacidad, seguirán siendo abastecidos de energía.

Ahora bien, es muy importante tomar en consideración, que este proceso es sencillo cuando la cantidad de clientes es pequeña. Sin embargo, a medida que el número de éstos crece, el proceso de restricción se hace cada vez más complejo.

Un modelo como éste, claramente es muy beneficioso por las señales que da a los generadores, pero su complejidad lo limita a funcionar sólo en presencia de grandes consumidores.

En relación al precio de la energía, se propone fijarlo conforme al costo marginal de la unidad más cara en funcionamiento. Respecto al precio de la potencia, el valor de los fusibles estará dado por el costo marginal de aumentar la capacidad instalada del sistema. De este modo, si la capacidad es insuficiente para satisfacer la demanda, los precios por fusibles, que representan directamente la capacidad, serán altos. Esta será una señal clara para el ingreso de centrales de punta, quienes recibirán mayores ingresos por este concepto.

Por otro lado, la necesidad de reservas es fundamental, puesto que los generadores se comprometen a entregar una cierta cantidad de energía en cualquier situación. Dos métodos pueden ser incorporados en este sentido. El primero considera una multa o penalización para los generadores que no cumplan con los acuerdos pactados. Este pago podría ser traspasado directamente a los clientes. El segundo método, quizás más sencillo de incorporar, es fijar centralmente el monto de reservas necesarias que deben mantener los generadores. El costo asociado puede ser fácilmente traspasado a los consumidores, por medio de un alza al valor de los fusibles, proporcional al monto de la reserva requerida.

#### **4.7 Comparación**

Cada uno de los modelos descritos, posee diferentes características, que los hacen ser más o menos convenientes bajo distintos escenarios. Por este motivo,

es importante poder comparar las propuestas desde distintos puntos de vista, de modo de conocer cuáles son sus fortalezas y debilidades respectivas.

A continuación, se presenta una comparación de los modelos de reestructuración explicados anteriormente.

Los modelos serán analizados bajo los siguientes criterios [Door00]:

- **Óptimo Económico:** un modelo poseerá eficiencia estática, si el precio de la energía se iguala al costo de producirla. En cierto sentido, esto dice relación con la maximización del bienestar, desde el punto de vista de la sociedad.
- **Oportunidad:** esta característica se relaciona con el tiempo necesario para implementar el modelo. Un menor grado de oportunidad, implicará un tiempo de implementación menor.
- **Corregibilidad:** capacidad del sistema de ser corregido frente a cambios de escenarios inesperados en el futuro.
- **Aceptabilidad:** formas de aceptación del modelo por parte de la sociedad, hasta consolidar adecuadamente las políticas implementadas.
- **Simplicidad:** nivel de complejidad del modelo desde al punto de vista práctico y teórico. Las estrategias simples y comprensibles, serán preferidas por sobre las más complejas, debido a su mayor facilidad de materialización.
- **Seguridad del sistema:** capacidad del sistema para responder a cambios inesperados en la demanda y garantizar un grado adecuado de seguridad.

- **Suficiencia:** esta característica se refiere a la capacidad de crear incentivos claros para lograr una adecuada producción de energía en el futuro. Existirá una adecuada suficiencia, si el modelo imperante incentiva la inversión en capacidad y nuevas tecnologías.

Luego de realizar un análisis de las características que cada modelo posee, es posible confeccionar la siguiente tabla.

Tabla 4.1: Comparación entre los distintos mercados

	Mercado de sólo energía	Mercado de disponibilidad	Pago por potencia por medio de energía	Pago explícito por potencia	Mercado de opciones	Suscripción de capacidad
Óptimo Económico	•	↓	•	↓	↑	↑
Oportunidad	↑	•	•	•	↑	↓
Corregibilidad	↑	•	↑	•	↑	↓
Aceptabilidad	•	↑	•	↑	•	↓
Simplicidad	↑	↓	•	↑	•	↓
Seguridad	↓	↑	•	•	•	↑
Suficiencia	↓	↑	•	•	↑	↑

↑ Bueno    • Aceptable    ↓ Pobre

A la luz de los resultados obtenidos, se observa que ningún modelo cumple con todos los criterios óptimamente. Mientras algunos son efectivos en términos de seguridad y oportunidad, otros son menos costosos y simples. Consecuentemente, se refuerza la idea que cada país debe analizar el modelo a instaurar, a partir del escenario que se esté viviendo en un momento determinado.

A partir de las características enunciadas anteriormente, hay elementos muy relevantes a mencionar.

Con respecto a la característica de óptimo económico, capacidad del modelo para alcanzar un óptimo social, se observa que sólo el modelo basado en la suscripción de capacidad, es capaz de alcanzar un nivel positivo. La razón se debe a que el modelo considera las preferencias de cada consumidor, respecto del precio de energía y potencia que éste está dispuesto a pagar. Las implicancias directas son la definición clara de un producto a la medida que representa las preferencias de cada consumidor y la competencia entre los generadores que desean ser contratados.

El modelo que considera un pago fijo por capacidad, presupone que éste debería adaptarse continuamente, de forma de alcanzar niveles aceptables de optimalidad económica, lo cual en la práctica no se lleva a cabo.

La característica de oportunidad es importante, dado que en los sistemas donde la capacidad instalada es deficiente para satisfacer el consumo que enfrenta, la solución impuesta debe crear incentivos claros lo más rápido posible. En ese sentido, aunque el mercado de sólo energía es el más rápido para ser instaurado, debido a su simplicidad, no motiva explícitamente la incorporación de capacidad, dejando sin solución problemas relativos a la suficiencia del sistema. El resto de los modelos tienen tiempos de implementación parecidos, aunque el modelo basado en la suscripción de capacidad es el más lento. Aquellas alternativas que necesiten de grandes cambios con respecto a la situación actual, serán más lentas de implementar, debido al aprendizaje que deben realizar los participantes del mercado.

La característica de corregibilidad es muy importante en reestructuraciones mayores de mercados eléctricos. Aquellos modelos que posean una mejor capacidad de corregibilidad, serán más flexibles frente a los posibles cambios de escenario que se puedan suscitar en el futuro. Los modelos menos corregibles son los mercados de disponibilidad y de suscripción de capacidad, debido a que necesitan de un gran número de participantes para funcionar, traduciéndose en una rigidez del sistema.

La aceptabilidad es otro punto importante a la hora de hacer reestructuraciones de mercado, considerando que puede transformarse en lo más relevante para el éxito de un modelo. Un modelo será más aceptable que otro, en la medida que se implementen pocos cambios a la vez. Un factor que debe considerarse además, es la capacidad de comunicación que tenga el ente regulador, promocionando los beneficios de la incorporación de cada uno de los cambios propuestos. Los modelos más aceptados, son los modelos de disponibilidad y pago fijo por capacidad, dado que son eficaces en temas de seguridad y poseen beneficios claros para los diferentes agentes del mercado.

La simplicidad es otra característica que está relacionada con la aceptabilidad. Los modelos más simples tienen mayores posibilidades de ser exitosos, dado que son mejor recibidos y comprendidos por los participantes del sistema.

El modelo de sólo energía se destaca sobre el resto por su simplicidad y bajo costo para ser implementado. Estas características son las mayores ventajas de este modelo. El hecho de sólo considerar un pago por energía, hace innecesario determinar otros parámetros, tales como, pagos por capacidad, obligaciones de despacho y señales de inversión, simplificando enormemente las tareas del regulador y la burocracia del mercado.

El pago fijo por capacidad también puede ser considerado simple, dado que es un pago centralmente calculado e impuesto. En caso que resulte aceptado por todos los generadores del sistema, resuelve fácilmente el tema de la suficiencia de los mercados eléctricos. Lamentablemente, esta situación sucede pocas veces en la realidad, debido a que este modelo requiere poner de acuerdo a reguladores y generadores, además de la necesidad continua de elaborar pronósticos y análisis de demanda imprescindibles para realizar el pago.

La habilidad de seguridad de un sistema eléctrico, está estrechamente ligada a la incorporación de las necesidades del consumidor en esa materia.

El mercado de sólo energía, por ejemplo, no entrega ninguna solución frente a temas de eficiencia de inversión y seguridad del sistema. Sólo se limita a despachar continuamente reservas para la producción de energía.

Los mercados de disponibilidad se destacan por alcanzar niveles de seguridad correctos, a partir de la adecuada función del ente regulador que interpreta eficazmente las necesidades de los consumidores. Este regulador contrata, sin importar el precio, la potencia necesaria para alcanzar niveles de confiabilidad predeterminados por él mismo. En escenarios donde los niveles de seguridad preestablecidos no se alcancen fácilmente, motivará al regulador a aumentar los precios por potencia, generando una clara señal de inversión.

El modelo de suscripción de potencia considera un pago por la capacidad del “fusible” a instalar. Mientras mayor sea el monto de dinero involucrado, mayor será la potencia asegurada que poseerá el consumidor. Dado lo anterior se puede afirmar que esta alternativa, más que alcanzar el nivel óptimo de seguridad para el sistema, permite garantizar un consumo acorde con la disposición a pagar de los consumidores.

La seguridad se obtiene si el modelo es capaz de crear incentivos para la incorporación de nuevos generadores y tecnologías más eficientes en la producción de energía. En ese sentido, se observa que el pago fijo por capacidad, aunque conduce a niveles de suficiencia aceptables, no motiva la incorporación de generación más eficiente. Luego, no importando el tipo de generación entrante, recibirá ingresos por capacidad en cualquier escenario.

El mercado de energía, como se explicó anteriormente, no considera medidas explícitas para alcanzar un determinado nivel de seguridad. El hecho de no considerar un pago explícito por potencia, puede llevar a situaciones inaceptables, donde los consumidores sean involuntariamente racionados.

La incorporación de generación más eficiente será incentivada, siempre y cuando, el modelo recompense a aquellas unidades que posean mejores niveles de seguridad y costos. Este tipo de señales las encontramos en los modelos de suscripción de capacidad, mercados de disponibilidad y de opciones, debido a que

mientras menor sea la tasa de falla de la unidad, mayor será el ingreso por capacidad que obtenga.

Finalmente, en relación a la característica de suficiencia, se destaca el mercado de capacidad vía opciones financieras. El nivel de suficiencia que un sistema eléctrico en particular pueda alcanzar, será proporcional a los incentivos que el mercado cree en dicha materia. La política basada en opciones financieras, genera importantes señales para una adecuada inversión en el largo plazo, destinada a suplir las necesidades de la demanda futura. Esto se debe, en parte, a que los generadores son fuertemente penalizados por el no cumplimiento de los compromisos de potencia adjudicados. Esta penalización es la herramienta que posee el ente regulador para establecer un nivel de suficiencia determinado en el sistema.

De este modo, si la penalización es lo suficientemente elevada, la potencia necesaria para obtener un sistema confiable estará prácticamente asegurada.

Mediante el breve análisis desarrollado en este capítulo, es posible concluir, que cada modelo de pago por capacidad posee ventajas y desventajas. Las características específicas de cada sistema eléctrico serán las que fundamenten y motiven la implementación de uno u otro modelo, existiendo siempre la posibilidad de modificaciones y adecuaciones que se ajusten más particularmente a la realidad del país en cuestión.

En el próximo capítulo se describen las distintas normativas que han regido al sistema eléctrico chileno desde 1982. Además, se presentan las principales dificultades que ha enfrentado el país con respecto al pago por potencia firme.



## **V. CASO CHILENO**

### **5.1 Introducción**

Luego de revisar las distintas maneras en que los diferentes países han resuelto el tema del pago por capacidad, además de presentar otras alternativas que corresponden a propuestas aún no aplicadas concretamente en sistemas de generación eléctrica de algún país, se desarrolla a continuación un completo informe de la realidad del sistema eléctrico chileno. El objetivo principal es poder describir más específicamente el escenario donde pretende ser aplicada la propuesta contenida en la presente memoria. Una adecuada revisión y diagnóstico de la reglamentación vigente, posibilitarán un marco teórico más completo, al momento de elaborar las conclusiones con respecto a las ventajas y desventajas de la propuesta, versus la actual realidad del sistema [Olme00] [Dive01].

Chile se encuentra dentro de los mercados que consideran un pago por potencia explícito. Éste corresponde aproximadamente a un 30% de los ingresos percibidos por los generadores. En nuestro país, como en todos los que lo han implementado, se calcula antes de la operación, estimando la potencia firme o potencia confiable, que deberá ser aportada en la punta.

Chile inició la evolución de su mercado eléctrico hacia la libre competencia el año 1978. La principal causa que motivó este hecho, fue apostar que el mercado sería capaz de crear los incentivos necesarios para garantizar la inversión en generación. Esto traería como consecuencia, el traspaso al mercado de las decisiones que anteriormente se realizaban de manera centralizada.

La primera normativa que rigió el sistema eléctrico chileno fue el DFL N°1 de 1982. Lo más característico de esta normativa, fue que previó la existencia de dos bienes económicos distintos, destinados a ser suministrados a los consumidores finales de electricidad: la energía y la potencia. En 1985, el Decreto Supremo N°6, también llamado Reglamento de Coordinación, introdujo formalmente el concepto de transferencias de potencia de punta, entre integrantes de los centros de despacho económico de carga. Denominó “potencia firme” a la potencia que una empresa generadora puede ofertar para abastecer su demanda de potencia de punta.

Esta normativa estuvo vigente hasta septiembre de 1998, año en que fue derogada por la actual norma regida por el D.S. N°327. Ésta abordó directa y explícitamente el concepto de potencia firme, desplazando la orientación de su definición hacia un significado distinto a aquél concebido por los redactores de la norma reglamentaria que le precedió. En el cálculo incluyó aspectos como la indisponibilidad mecánica, la variabilidad hidrológica, el nivel de los embalses y los tiempos necesarios para la partida e incremento de carga de las unidades que permitan responder ante fallas de corta duración del sistema.

En general, las diferentes normativas tuvieron éxito en la administración del sistema durante el tiempo que estuvieron vigentes. Sin embargo, la normativa actual regida por el D.S. N°327, sufrió un revés en la sesión ordinaria del directorio del CDEC-SIC (Centro de Despacho de Carga del Sistema Interconectado Central), celebrada el 10 de octubre del año 2000, donde surgió un desacuerdo respecto de la aprobación del procedimiento de cálculo de la potencia firme y la valorización de transferencias de potencia punta. Dicho desacuerdo, fue presentado al Comité de Expertos del CDEC-SIC, quienes posteriormente elaboraron una recomendación. El 5 de Diciembre del año 2000, en sesión extraordinaria del directorio del CDEC-SIC, las empresas eléctricas no llegaron a acuerdo, respecto de la recomendación del Comité de Expertos, situación que motivó la presentación de la divergencia ante el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, mediante una carta de la Presidencia del CDEC-SIC.

En el presente capítulo, considerando los problemas suscitados al interior de los organismos reguladores del sistema eléctrico chileno y para comprender mejor la problemática planteada, se presenta en primer lugar, un marco conceptual con las principales terminologías asociadas a este tipo de mercados. En segundo lugar, se analizan las dos visiones más importantes al interior del CDEC, respecto del cálculo de la potencia firme y se explicitan las razones fundamentales de las divergencias surgidas entre los participantes del sistema. Además, se realiza una breve descripción de las distintas normas, que han regido el sistema eléctrico chileno durante los últimos veinte años, enfatizando las similitudes y diferencias entre éstas. Finalmente, se presentan los puntos más relevantes de la resolución de la Comisión Nacional de Energía (CNE), respecto de las divergencias anteriormente mencionadas.

## **5.2 Marco conceptual**

La mayoría de los sistemas eléctricos en el mundo incluyen una remuneración de capacidad con objetivos diversos y mediante distintos mecanismos. El propósito de esto, es garantizar el suministro de corto y largo plazo (confiabilidad). De esta manera, los mecanismos adoptados no sólo deben disminuir la incertidumbre o aumentar la estabilidad de los ingresos de los generadores existentes, sino también reducir los niveles de riesgo que enfrentan los generadores entrantes.

Los conceptos anteriores no están lo suficientemente arraigados en nuestro mercado eléctrico. Además, tomando en cuenta que la normativa vigente no contempla un mercado de servicios complementarios en el ámbito de la generación, se puede concluir, que la potencia firme de las unidades de generación es el único atributo remunerable que considera conceptos de capacidad y que aporta a la seguridad del sistema.

Lo anterior ha generado divergencias, tanto en el CDEC-SIC como en el CDEC-SING (Centro de Despacho de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande), respecto del cálculo de potencia firme. Dentro de éstas se pueden identificar dos tendencias principales: una en la línea de la suficiencia del sistema y la otra en la seguridad del mismo.

A continuación se desarrolla un marco teórico, que pretende explicar los principales conceptos asociados a esta problemática. Los más importantes son los de confiabilidad, suficiencia y seguridad.

### **5.2.1 Confiabilidad**

El conseguir niveles adecuados de confiabilidad en el sistema, es un objetivo deseado tanto por el regulador, los consumidores y, por supuesto, por los inversionistas, que esperan que los ingresos percibidos sean acordes con los niveles de confiabilidad exigidos o permitidos.

El concepto de confiabilidad asentado en las regulaciones de Estados Unidos y algunos países de Europa, permite evaluar el desempeño de un sistema a

través de atributos que permitan garantizar el suministro de corto y largo plazo. Estos atributos son la suficiencia y la seguridad, que a pesar de ser conceptos distintos, están estrechamente relacionados.

### **5.2.2 Suficiencia**

La suficiencia está determinada por la cantidad de instalaciones y recursos suficientes para abastecer la demanda. Este concepto, en el caso particular de la generación, es entendido como la capacidad total instalada.

En relación al parque generador hidráulico, es necesario reconocer, que la oferta de capacidad es altamente dependiente de las condiciones hidrológicas. Por este motivo y desde un punto de vista de asignación de capacidad, es pertinente considerar un análisis de riesgo, que de cuenta de la oferta de capacidad en escenarios hidrológicos adversos.

Por otro lado, en la generación térmica, en caso de existir alguna restricción para los recursos combustibles, resulta pertinente realizar un análisis de riesgo análogo al que se efectúa para los generadores hidráulicos, pero considerando la vulnerabilidad que pudiera tener el sistema, de no contar con el suministro de combustible adecuado.

Bajo el contexto de suficiencia subyacen conceptos plenamente conocidos en la literatura técnica internacional, tales como, probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y sus índices derivados (LOLH, LOLE, etc). Éstos últimos, para efectos de cuantificar cuán probable es no abastecer la demanda de energía y potencia en el largo plazo.

### **5.2.3 Seguridad**

La seguridad se asocia con la capacidad de respuesta del sistema, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos.

Dada una condición de abastecimiento cualquiera, resulta vital conocer si bajo esa condición, el sistema está preparado para soportar distintos tipos de perturbaciones. Si el sistema no es capaz de soportar tales perturbaciones, sin perder

parte de la carga, requerirá de la presencia y manejo de un conjunto de recursos técnicos y operacionales. Algunos de éstos son:

- Reserva de potencia activa para regulación de frecuencia primaria y secundaria. Para este propósito es necesario contar con unidades que puedan tomar carga rápidamente.
- Consumos interrumpibles que permitan recuperar instantáneamente la frecuencia.
- Capacidad de aportar potencia reactiva para controlar los niveles de tensión en las distintas barras del sistema.
- Unidades de partida fría para enfrentar contingencias. Es fundamental contar con unidades que puedan partir e incrementar carga rápidamente.

Bajo el concepto de seguridad subyacen diversos criterios determinísticos para operar los sistemas, tales como: criterio n-1, tanto para la generación como para transmisión y reserva en giro, mayor o igual a la unidad de mayor tamaño operando en el sistema de generación.

En regulaciones más avanzadas que la chilena, la existencia y manejo de éstos recursos, se ha organizado bajo el concepto de un mercado de servicios complementarios (SS.CC.). Los SS.CC. son recursos transables de potencia activa y reactiva, disponibles en las instalaciones del sistema eléctrico. Éstos permiten mantener el equilibrio entre oferta y demanda, en condiciones normales o bajo perturbaciones, necesario para llevar a cabo las transacciones físicas entre los distintos agentes y cumplir con las condiciones básicas de seguridad y calidad.

Por último, se puede establecer un importante vínculo conceptual entre los términos suficiencia, seguridad y SS.CC. Por una parte, los SS.CC. existen gracias a que la seguridad requiere de ellos. Al mismo tiempo, la seguridad se puede obtener a través de los SS.CC., gracias a que los recursos están disponibles en las instalaciones del sistema. Es decir, existe suficiencia.

### **5.3 Planteamientos y posiciones presentadas a la CNE**

Las divergencias surgidas al interior del CDEC-SIC como las del CDEC-SING, muestran la existencia de discrepancias en la definición del propio concepto de potencia firme. Se pueden visualizar dos posiciones divergentes gruesas:

### **5.3.1 Potencia firme como señal de inversión y suficiencia**

En esta primera posición, el concepto de potencia firme aparece como un derivado del bien económico potencia, es decir, asociado al complemento de remuneración, que sumado al pago obtenido por las ventas de energía a costo marginal, permite rentar a una determinada tasa, un parque generador óptimo en su operación. Una conceptualización de este tipo, más algunas consideraciones estadísticas, hidrológicas y tecnológicas, es la que soportaba a la antigua metodología aplicada conforme el derogado D.S. N°6 de 1985.

Esta posición apunta a la suficiencia, pues su aplicación se orienta a buscar el dimensionamiento adecuado del parque generador, para abastecer la máxima demanda con una cierta probabilidad. No se considera la seguridad en la operación, debido a que el suministro eléctrico se concibe como un fenómeno más bien estático o de largo plazo.

### **5.3.2 Potencia firme como señal de inversión y seguridad**

Esta segunda posición, llevada a su extremo, contiene un elemento conceptual radicalmente distinto a la posición anterior. La potencia firme es concebida como un atributo de las unidades de generación, para aportar a la seguridad del sistema y, por lo tanto, valorar la habilidad de estar presente ante requerimientos intempestivos de potencia.

Esta posición conceptual surge luego que el nuevo reglamento eléctrico (DS N°327) se refiriese implícitamente al concepto de seguridad. Menciona, entre otros aspectos, que el cálculo de la potencia firme debe considerar los tiempos de partida e incremento de carga de las unidades de generación (Artículo número 261° del D.S. N°327).

Así, el D.S. N°327 introduce y agrega en la conceptualización de la potencia firme, la capacidad de respuesta de las unidades ante requerimientos sorpresivos de potencia.

Para una comprensión más cabal del asunto anteriormente presentado, se realiza a continuación, un breve análisis de la normativa vigente y del marco regulador anterior, que imperó en nuestro país hasta septiembre del año 1998.

## **5.4 Análisis de la normativa**

### **5.4.1 Referencias de la potencia firme en el DFL N°1 de 1982**

No existe registro en el texto del DFL N°1 del término “potencia firme” o de alguna expresión que se le asemeje. La lectura de la normativa legal sólo permite aseverar que la ley previó la existencia de dos bienes económicos distintos, destinados a ser suministrados a los consumidores finales de electricidad: éstos son energía y potencia. Ambos bienes económicos están sujetos a fijaciones de precios, estableciéndose para cada uno de ellos un precio diverso, conforme las normas contenidas en los artículos 96° y siguientes.

#### Artículo 96°

“En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación se distinguirán dos niveles de precios sujetos a fijación:

1. Precios a nivel de generación-transporte. Estos precios se denominarán "precios de nudo" y se definirán para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta (...)"

#### Artículo 98°

“Los precios de nudo deberán ser fijados semestralmente en los meses de Abril y Octubre de cada año. Estos precios se reajustarán en conformidad a lo estipulado en el artículo 104°, cuando el precio de la potencia de punta o de la energía, resultantes de aplicar las fórmulas de indexación que se hayan determinado en la última fijación semestral de tarifas, experimente una variación acumulada superior a diez por ciento.”

Una situación equivalente ocurre con los clientes finales no sometidos a regulación de precios, donde la norma legal permite una comercialización separada de energía y potencia, conforme se lee en el artículo 101°.

#### Artículo 101°

“Las empresas y entidades a que se refiere el artículo 100° comunicarán a la Comisión antes del 31 de Marzo y 30 de Septiembre de cada año, su conformidad o sus observaciones al informe técnico elaborado por la Comisión. Conjuntamente con su conformidad u observaciones, cada empresa deberá comunicar a la Comisión la potencia, la energía, el punto de suministro correspondiente y el precio medio cobrado por las ventas a precio libre efectuadas durante los últimos seis meses, a cada uno de sus consumidores no sometidos a fijación de precio.

La Comisión podrá aceptar o rechazar total o parcialmente las observaciones de las empresas; sin embargo, los precios de nudo definitivos que ella determine no podrán diferir en más de diez por ciento de los precios correspondientes a suministros no sometidos a fijación de precios (...)”

La omisión legal respecto de la existencia de una eventual transferencia de potencia entre los generadores o de potencia firme, es patente al considerar lo establecido en el artículo 91°.

#### Artículo 91°

“...Las transferencias de energía entre empresas eléctricas, que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81°, serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico. Estos costos serán calculados por el organismo de coordinación de la operación o centro de despacho económico de carga.”

De todo lo anterior, se puede deducir que la normativa de ese año sólo estableció la existencia y forma de valoración de las transferencias de energía entre los participantes del mercado de generación.

#### **5.4.2 El decreto supremo N°6 de 1985**

El D.S. N°6 de 1985, conocido también con el nombre de reglamento de coordinación, introdujo formalmente el concepto de transferencias de potencia punta entre integrantes de los centros de despacho económico de carga. Denominó “potencia firme” a la potencia que una empresa generadora puede ofertar para abastecer su demanda de potencia punta.



En el artículo 27° se presentan los pasos necesarios para determinar su valor.

#### Artículo 27°

“La potencia firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculará como sigue:

Se determina la potencia total que el conjunto de todas las unidades generadoras es capaz de garantizar en las horas de punta, con una probabilidad superior o igual a la que defina el Reglamento Interno. El valor mínimo de dicha probabilidad será igual a 0,95.

Se repite el mismo cálculo retirando la unidad generadora cuya potencia firme se está evaluando.

Se calcula la diferencia entre la potencia total obtenida en 1, y la potencia total obtenida en 2. Esta diferencia se denomina potencia firme preliminar de la unidad en cuestión.

Se calcula la diferencia entre la suma de las potencias firmes preliminares de todas las unidades generadoras del sistema, y la potencia total calculada según 1. Esta diferencia se denomina residuo total.

Se calcula la potencia firme de cada unidad generadora restándole a su potencia firme preliminar un residuo que será igual a la prorrata del residuo total calculado en 4 de acuerdo a la diferencia entre la potencia instalada de cada unidad y su potencia media. Por potencia media de cada unidad generadora se entenderá su potencia instalada multiplicada por su disponibilidad media en horas de punta (...)

Los cinco pasos conducentes al cálculo de la potencia firme de una unidad generadora, dejan de manifiesto el concepto que existe por oferta de potencia. Los tres primeros pasos señalan la esencia del concepto, mientras que los dos pasos restantes son un ajuste de tipo criterioso y que no mejora la definición básica. A partir de lo anterior se puede intentar una definición explícita de potencia firme.

#### Potencia Firme de Una Unidad Generadora (definición implícita en D.S. N°6, 1985)

Es el aporte de potencia que cada unidad generadora efectúa a la potencia total, que el sistema o el conjunto de unidades generadoras, puede garantizar con una probabilidad dada en las horas en que se produce la demanda máxima de potencia del sistema eléctrico.

De esta forma, el concepto de potencia firme que estableció el D.S. N°6 fue de tipo probabilístico, reconociendo un comportamiento aleatorio a cada unidad de generación y al parque de generación en su conjunto. Asimismo interesó, que dicho comportamiento aleatorio no arriesgase, más allá de cierta probabilidad aceptada con antelación, el abastecimiento de la demanda de potencia en las horas en que se produce su máximo valor o exigencia (horas de punta).

#### **5.4.3 El decreto supremo N°327 de 1997**

El Decreto Supremo N°327 de 1997, normativa vigente desde septiembre de 1998, abordó directa y explícitamente el concepto de potencia firme, desplazando la orientación de su definición hacia un significado distinto a aquél concebido por los autores de la norma reglamentaria que le precedió. El artículo más relevante en lo que concierne a este análisis se transcribe a continuación.

##### Artículo 261°

“La potencia firme se obtendrá multiplicando la potencia firme preliminar por un factor único, igual a la razón entre la demanda máxima del sistema y la suma de las potencias firmes preliminares.

La potencia firme preliminar de una unidad generadora se obtendrá considerando la potencia esperada que la unidad aportaría para un nivel de seguridad del sistema igual a la probabilidad de excedencia de la potencia firme.

La probabilidad de excedencia de la potencia firme se calculará a través de la siguiente expresión:

$$PEPP = 1 - LOLPh$$

en que:

- PEPP es la probabilidad de excedencia de la potencia firme.
- LOLPh es la probabilidad de pérdida de carga en horas de punta.

La probabilidad de pérdida de carga en horas de punta es la probabilidad de que la demanda máxima del sistema sea mayor o igual a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles en el período definido como de punta.

Por horas de punta se entenderán aquellas horas del año en las cuales existe una mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema, es decir, probabilidad de que la

demanda del sistema sea mayor o igual a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles en dichas horas.

En el cálculo de la potencia firme preliminar se deberá considerar la indisponibilidad mecánica, la variabilidad hidrológica, el nivel de los embalses y los tiempos necesarios para la partida e incrementos de carga de las unidades que permitan responder ante fallas de corta duración del sistema. El reglamento interno de cada CDEC definirá los procedimientos para obtener los parámetros que se utilizarán para representar la indisponibilidad, los cuales podrán basarse en estadísticas nacionales e internacionales y en las características propias de cada unidad generadora. El CDEC podrá verificar, en los términos establecidos en el reglamento interno, la indisponibilidad efectiva de las unidades generadoras, efectuando pruebas de operación de dichas unidades.

El reglamento interno deberá señalar, explícitamente, los procedimientos a utilizar para definir las horas de punta del sistema, para calcular la probabilidad de pérdida de carga en horas de punta y la potencia firme de cada una de las centrales generadoras. Asimismo, deberá señalar la metodología para asignar a cada unidad la indisponibilidad mecánica, la variabilidad hidrológica, los efectos del nivel de los embalses y los tiempos necesarios para la partida de unidades e incrementos de carga. El reglamento interno deberá indicar las fuentes de información estadística que se utilizarán en el caso de centrales existentes y nuevas.”

Se puede notar, que el primer inciso de éste artículo lleva implícito un ajuste de procedimiento relevante en lo práctico, pero accesorio con respecto al concepto que encierra. Lo esencial del concepto “potencia firme”, está contenido en el término “potencia firme preliminar”. De esta manera y admitiendo el nuevo concepto incluido en el segundo inciso, se aprecia que éste se compara perfectamente con la definición tentativa extraída del derogado D.S. N°6. Efectivamente, considerando que la probabilidad de excedencia de la potencia firme, es igual a uno menos la probabilidad de pérdida de carga en horas de punta del sistema y, esta última es a su vez, igual a la probabilidad de que la demanda máxima del sistema sea mayor o igual a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles en el período definido como de punta, se puede deducir lo siguiente:

La probabilidad de excedencia de la potencia firme es igual a la probabilidad que la demanda máxima del sistema no supere a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles en éste período.

Luego, restando relevancia a la característica de “preliminar” y reemplazando la expresión “probabilidad de excedencia de la potencia firme” por la

expresión demostrada como equivalente, se tiene para el inciso segundo del artículo N° 261 la siguiente expresión sinónima:

“La potencia firme de una unidad generadora, es la potencia esperada que ésta aportaría para un nivel de seguridad del sistema igual a la probabilidad de que la demanda máxima de éste, no supere a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles en el período definido como de punta.”

De lo anterior se puede evidenciar la permanencia conceptual de la potencia firme, más allá de la sucesión de los dos cuerpos reglamentarios que la definen. Sin embargo, el D.S. N°327 consideró algunos elementos adicionales. En efecto, el penúltimo inciso del mismo artículo 261° estableció lo siguiente:

“(…) En el cálculo de la potencia firme preliminar se deberá considerar la indisponibilidad mecánica, la variabilidad hidrológica, el nivel de los embalses y los tiempos necesarios para la partida e incrementos de carga de las unidades que permitan responder ante fallas de corta duración del sistema (…)”

Este penúltimo inciso, no puede entenderse como meras componentes del procedimiento orientado a determinar el valor de la potencia firme. Tales consideraciones, por la naturaleza de los fenómenos técnicos que representan, necesariamente complementan la definición final del concepto, dándole a la expresión “potencia firme” un significado distinto a aquél otorgado a la misma expresión en la reglamentación derogada.

Los tiempos requeridos para la partida de unidades, así como los necesarios para incrementos de carga de las mismas, entendiéndolos como atributos técnicos que permiten al sistema responder ante fallas de corta duración, son aspectos técnicos a tener en consideración, cuando se caracteriza un sistema eléctrico en términos de la seguridad de servicio.

Este es el nuevo significado que subyace en la expresión de potencia firme de la reglamentación vigente. Aquel aporte de potencia que cada unidad generadora es capaz de efectuar, tanto a la suficiencia del sistema, como a la seguridad de servicio del sistema eléctrico. Ambos en horas de punta.

#### **5.4.4 Conclusiones del análisis legal**

A partir de todo lo presentado anteriormente, se pueden concluir dos puntos importantes:

- El primero de ellos es, que el significado de la expresión de potencia firme que subyace al texto del D.S. N°327, es distinto al significado que la misma expresión tenía en la reglamentación derogada que le precedió. Esto se traduce necesariamente, en que los valores para ella determinados conforme a cada conceptualización, serán diferentes.
- El significado actual de lo que se entiende por potencia firme, engloba en un único concepto reglamentario, dos conceptos técnicos distintos e independientes: potencia firme, como reconocimiento de atributos que aportan a la suficiencia y potencia firme, como reconocimiento de atributos que aportan a la seguridad del sistema eléctrico.

#### **5.5 Relación conceptual entre suficiencia, seguridad y potencia firme**

A la luz de lo expuesto, la Comisión Nacional de Energía, ante al que fueron presentadas las divergencias de los distintos participantes del sistema, consideró que el D.S. N°327 redefinió el concepto de potencia firme. Se amplió el significado que la misma expresión tenía en la reglamentación que el propio D.S. N°327 derogó. La potencia firme entonces, no sólo reconoce el aporte de la unidad a la suficiencia del parque eléctrico, sino también el aporte de potencia que ésta efectúa a la seguridad del servicio. Es decir, reconoce la potencia que la unidad puede, con cierta probabilidad, aportar u ofrecer ante requerimientos de potencia programados y ante requerimientos de potencia sorpresivos.

De todo esto se puede afirmar lo siguiente:

- Dos unidades con igual disponibilidad y potencia, tendrán distinta potencia firme si una puede responder con mayor velocidad que la otra en procesos de toma de carga, en presencia de contingencias. La potencia firme de la unidad más rápida, será mayor.

- Dos unidades de idéntica potencia, tasa de incremento de carga y tiempos de partida, pero con indisponibilidades distintas, tendrán diferente potencia firme. Aquella con menor porcentaje de indisponibilidad, tendrá más potencia firme.

Sin embargo, si se considera el siguiente caso:

- Dos unidades con idénticas indisponibilidades, con distinta potencia y distintas capacidades de respuesta en el proceso de partida e incremento de carga. ¿Cuál tiene más potencia firme?. La respuesta depende de cómo se pondere relativamente cada atributo.

Este último punto es el que ejemplifica de manera clara, la principal divergencia que existe entre todos los agentes que conforman el CDEC-SIC y el CDEC-SING. El problema es cómo ponderar todos los atributos de una unidad, de modo de otorgar en un único escalor, un valor que reconozca simultáneamente ambos afectos.

Como se mencionó anteriormente, las regulaciones más avanzadas que la chilena cuantifican y valoran en forma separada estos atributos, conforme sus respectivos costos de oportunidad. A juicio de la CNE, esta sería la solución más adecuada para resolver los problemas que se han suscitado en los respectivos CDEC. No obstante, la propuesta y recomendación para las mencionadas divergencias, pretende resolver de manera efectiva todos los conflictos que se han planteado entre los agentes que conforman el sistema eléctrico. Al final del presente capítulo se presenta dicha resolución.

### **5.5.1 Otras consideraciones**

Otro de los aspectos interesantes a considerar es que el D.S. N°327, en el artículo número 262°, define de manera explícita el costo marginal instantáneo de potencia en horas de punta. Deduce que el precio al cual se valora y transa la potencia firme, corresponde sustantivamente al costo de incrementar la capacidad instalada con unidades de punta. Esto es, el costo marginal de la suficiencia.

Con respecto a la demanda contingente, potencia que podría requerirse en forma sorpresiva, la reglamentación no es explícita en el tipo de exigencia para la oferta conjunta destinada a cubrirla. La razón de esto radica en la complejidad de

caracterizar el comportamiento de esta demanda contingente, por su difícil representabilidad estadística y por la imposibilidad de acotar el conjunto de efectos económicos que se derivan de una eventual falta de oferta para cubrirla.

Los factores de los que dependerá que las unidades de generación puedan realizar una mejor oferta contingente, se nombran a continuación:

- Nivel de exposición del sistema eléctrico a eventos exógenos imprevistos de tipo diverso.
- Tipo y magnitud de los eventos exógenos, en relación a la robustez estructural del sistema.
- Frecuencia de ocurrencia de los eventos exógenos.
- Robustez estructural del sistema en relación al tipo y magnitud de eventos exógenos.
- Estructura y modos de operación interrelacionada de los componentes del sistema.

En conclusión, todos los elementos que se consideran para efectuar una adecuada oferta contingente, dependen de las características estructurales del sistema, de su entorno y de las características físicas y económicas de las cargas. Es decir, dependen del sistema. Este mercado contingente tendrá entonces, características diferentes dependiendo del sistema en el cual se desarrolle, por lo tanto, puede ser concebido como un mercado complementario al mercado primario, que se desarrolla en la operación normal.

Finalmente, se presentan las dos ideas principales que se deducen de esta sección:

- Existe un mercado explícito en nuestra regulación, en el que se tranza la suficiencia y que debe cumplir con algunos requisitos conforme la normativa vigente. Estos requisitos tienen por objetivo, hacer coincidir oferta y demanda de potencia máxima en un contexto de normalidad y previsibilidad.
- Existe un ámbito secundario, no formalmente definido como un mercado en nuestra regulación, en el que se transfiere potencia contingente. Los requisitos y objetivos no son explícitos en la normativa. Además, dado que la demanda que apuntan a abastecer, es tan imprevisible, su valorización depende del sistema eléctrico en el que se inserta.

### 5.5.2 Tratamiento recomendado por la CNE

Las conclusiones y recomendaciones más relevantes resueltas por la Comisión Nacional de Energía, tras las divergencias presentadas durante la sesión extraordinaria del 5 de Diciembre del año 2000 al interior del CDEC-SIC, son las siguientes:

- El D.S. N°327 conservó el pago por potencia por concepto de suficiencia, pero agregó elementos de seguridad de servicio. De este modo, todos los atributos se remuneraron a través de un único producto económico.
- La inclusión de estos atributos no puede entenderse como un desplazamiento total del atributo básico, representado por la capacidad propiamente tal. A la luz de todo lo presentado, se puede afirmar, que la suficiencia sigue siendo el concepto principal y sobre el cual se sustenta la actividad comercial sin necesidad de otros atributos. También se ha señalado, que el precio de transacción refleja por definición, el costo económico asociado a la capacidad pura.
- Lo anterior conduce a plantear como resolución del conflicto suficiencia-seguridad, que el concepto básico, que debe sustentar en mayor medida una definición de potencia firme, es el de suficiencia. Los atributos asociados a la seguridad, deben ponderarse en una menor medida. Todo esto, mientras no exista una norma que permita reconocer estos atributos, dentro de un ámbito distinto al del cálculo de potencia firme.
- Por último, la resolución final planteada por la CNE en relación a la metodología, permite desagregar el cálculo de potencia firme en tres componentes. Una componente de capacidad pura o suficiencia, una componente que se relaciona con la potencia que los generadores podrían aportar en procesos de incremento de carga y una componente que da cuenta de la potencia que se puede aportar en los procesos de partida de la unidad. La mayor ponderación está en la primera componente.



## **5.6 Conclusiones y motivaciones del estudio**

A pesar de la resolución presentada por la CNE, las diferencias en cuanto al método de realización de un cálculo justo, persisten en cada uno de los agentes del sistema. Un pago por capacidad, donde se requiere una alta intervención del ente regulador, generará siempre dificultades a la hora de dejar conforme a todos los participantes del mercado. Esto implicará la emisión de una señal no clara a dicho mercado, en los temas referidos a seguridad y suficiencia.

Considerando además, que el impacto de una política de pago por capacidad se capta después de varios años de operación, un método que dependa tan fuertemente del ente central, puede resultar poco atractivo en materias de inversión y seguridad. Estos aspectos están estrechamente ligados con la sustentación de un parque eléctrico adecuado, que permita a los países un desarrollo sostenido y garantizado. De esto se desprende la relevancia de encontrar métodos y maneras adecuadas para dar señales claras al mercado.

Finalmente, visualizando el escenario del país anteriormente sintetizado, la presente investigación tiene por objetivo principal, presentar un modelo alternativo al de pago por potencia actualmente vigente. La idea central es entregar el pago por capacidad a las reglas propias que impone el mercado, entendiendo que los resultados alcanzados obedecen al conocido equilibrio entre la oferta y la demanda.

Este nuevo modelo será detalladamente desarrollado a continuación, considerando particularmente los aspectos relacionados a la seguridad, la suficiencia, la distribución de remuneración y la emisión de señales correctas al mercado.

## **VI. MERCADO DE OPCIONES DE CAPACIDAD**

### **6.1 Descripción general del mercado propuesto**

De los capítulos anteriores, se puede deducir, que la metodología empleada para cuantificar y distribuir los pagos por potencia, ha generado en Chile y en el mundo importantes diferencias entre los distintos participantes de los sistemas eléctricos. La propuesta que se desarrolla en el presente capítulo, entrega al mercado la responsabilidad de determinar el monto del pago por capacidad. Para evitar una participación activa de la demanda, con todos los problemas que ello conlleva, existirá un operador del sistema, que contratará a su nombre una cierta cantidad de potencia, determinada por el mismo. De esta manera, los generadores competirán entre sí para poder realizar estos contratos y obtener, en consecuencia, todas las ventajas que otorga un reparto de los ingresos entre las distintas empresas y los incentivos para que las plantas sean operadas de manera confiable. Esto es característico en los modelos competitivos.

El mercado de capacidad que se describe, consiste en la adopción de un procedimiento mediante el cual, periódicamente, el ente regulador convoque a una subasta donde los generadores compitan entre sí, para vender opciones estandarizadas al mencionado ente regulador. Las opciones que los generadores ofertan, son compromisos de potencia. Los ingresos que perciben por éstas, corresponden a una combinación de ingresos por concepto de potencia y energía. Los generadores ofertan sus opciones, tomando en cuenta el posible dinero que dejarán de percibir en el mercado de energía. Ahora bien, las opciones serán remuneradas a precio marginal, por lo tanto, recibirán un monto mayor al propio precio ofertado. Este diferencial corresponde al pago por capacidad, cuyo objetivo final será premiar a aquellos bloques de potencia más seguros.

Las opciones son instrumentos financieros que se definen por una cantidad contratada (en MW), un precio de ejercicio de la opción (strike price) y una cierta cantidad de dinero, que se denomina prima de la opción. A cambio de recibir dicha prima, el agente que venda la opción (en nuestro caso será usualmente un generador) se compromete a compensar al consumidor, cada vez que el precio de

mercado sobrepase el precio de ejercicio de la opción, por la diferencia entre el precio del mercado y el precio de ejercicio [Colo00].

Consecuentemente, para el consumidor, el efecto de haber comprado una opción, consiste en fijar un precio máximo para la energía que compra, ya que será compensado por cualquier aumento por encima del precio de ejercicio de la opción. A cambio, se compromete a pagar una cierta prima, independientemente de cuáles sean las condiciones del mercado de energía en el corto plazo.

Por otra parte, el efecto que resulta para el generador, es el de fijar un precio máximo para la energía que vende, igual al precio de ejercicio. El generador renuncia así a capturar los ingresos que podría haber obtenido por vender su energía cuando el precio de mercado se eleva por encima de ese valor. Adicionalmente, si el generador no puede producir en ese instante, se ve obligado a pagar la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio del mercado. Es bueno tomar en cuenta, que el precio del mercado puede ser muy alto en los instantes más críticos, por lo tanto, significa para él una fuerte penalización por no estar disponible. En la práctica, esto se traduce en un importante incentivo para que los generadores produzcan, en los momentos en los que el precio es muy elevado, la misma cantidad que contrataron en el mercado de opciones. En el caso contrario quedarían totalmente expuestos a los altos precios del mercado. En definitiva, el modelo de opciones crea importantes incentivos para que el generador satisfaga el nivel de confiabilidad que se comprometió a dar.

El procedimiento se llevaría a cabo de la siguiente forma:

Una vez cada cierto tiempo (por ejemplo, una vez al año), el ente regulador determina, en función de sus necesidades de confiabilidad, la cantidad total de opciones que desea comprar en nombre de la demanda y convoca una subasta para cubrirla. Los generadores realizan ofertas de precio y cantidad. La cantidad corresponde a la potencia que desea contratar en forma de opciones, mientras que el precio es la mínima prima que desea obtener por ese contrato. Cada generador puede realizar varias ofertas, enviando al mercado varios bloques de potencia con precios distintos. Las ofertas se ordenan por precios desde las más económicas a las más costosas. De este modo se determina cuáles son las ofertas más convenientes que

permiten cubrir la cantidad total de demanda. Estos bloques de potencia se consideran ofertas aceptadas y el resto de las ofertas se rechazan. Como resultado de dicha subasta, a ciertos grupos se les adjudicarán una serie de opciones, definidas por los siguientes parámetros [Colo00] [Rivi01]:

- La potencia asignada a cada generador, será determinada por las ofertas que realizó en la subasta y que hayan sido aceptadas.
- La prima que cada generador recibirá, será igual al precio ofertado en la subasta por la oferta más cara aceptada (oferta marginal).
- El precio de ejercicio de la opción será decidido previamente a la subasta por el ente regulador, que lo anuncia a todos los participantes para que lo tomen en consideración en sus ofertas.
- Para efectos prácticos, se agruparán las horas del período de subasta en una serie de bloques, de modo de asignar, al mismo tiempo y por el mismo precio, opciones para todas las horas que integran un bloque.

Los generadores a los que se les adjudican estas opciones, cobran la prima marginal (multiplicada por la cantidad aceptada) y, a cambio, se comprometen a compensar a los consumidores, por la diferencia entre el precio del mercado y el precio de ejercicio, siempre que el primero sea mayor que el segundo. Luego, los consumidores se encuentran cubiertos frente a las alzas del precio. Se entiende que todos estos pagos y cobros deberán liquidarse de forma análoga a la liquidación de las transacciones en una bolsa de valores. Esto implica, que el cobro de la prima y el posible pago de las compensaciones deben ser simultáneos, para evitar posibles distorsiones de tipo financiero.

La implementación de este diseño, implica el funcionamiento correcto de ciertas entidades y la especificación adecuada de las responsabilidades. Entre ellas destacan [Colo00]:

- El responsable de definir el nivel de confiabilidad del sistema es un organismo regulador.

Al hablar de ente regulador, se subentiende que existen varios organismos implicados en este proceso y que conforman este ente. En primer lugar, un regulador debe fijar las normas y criterios para definir el nivel de confiabilidad.

En segundo lugar, los organismos ministeriales deben aportar su conocimiento de la evolución de la demanda, de acuerdo con el comportamiento general de la economía nacional. Finalmente, un operador del sistema debe llevar a cabo los últimos cálculos técnicos, que concreten un valor.

En cualquier caso, la responsabilidad queda en manos de las autoridades y nunca recae sobre la demanda o sus representantes.

- Los contratos de opciones son adjudicados en subastas organizadas periódicamente, en las que se negocian productos estandarizados claramente definidos.

Esto hace que la responsabilidad del problema del reparto de los pagos por capacidad entre las distintas empresas, quede en manos de los propios generadores. Ellos competirán entre sí por conseguir la cantidad óptima y evitar los problemas de los pagos “calculados”, en los que el reparto realizado por el operador del sistema es siempre conflictivo. Además, facilita la resolución del problema del precio, ya que éste deja de ser determinado por el regulador y pasa a ser calculado como producto de la competencia entre agentes.

La existencia de mercados organizados, permite dotar de una mayor liquidez al producto y facilita a los generadores la corrección de su posición a lo largo del tiempo, para ir adaptándola a la evolución del mercado.

- Los productos subastados en el mercado de capacidad toman la forma de opciones financieras.

Uno de los problemas más importantes es conseguir incentivos adecuados para que la potencia firme, aportada por un grupo en un momento en que el sistema está escaso de generación, sea al menos, igual a la potencia firme por la que contrató en el mercado anteriormente planteado. En el modelo propuesto se resuelve este aspecto mediante el uso de opciones. Como se ha explicado anteriormente, las compensaciones que deben realizar los agentes que han firmado opciones son elevadas, si no se encuentran produciendo en el instante en el que el precio sube por encima del precio de ejercicio. Ello constituye un fuerte incentivo para que los generadores optimicen sus decisiones y puedan servir la potencia que han comprometido, siempre que el precio se eleve. Éstos son los casos en los que

realmente es necesaria esta potencia en el sistema. De esta manera, se crea un notable incentivo para que los grupos operen de forma de hacer máxima la confiabilidad del sistema.

Las opciones son productos financieros comunes, empleados con frecuencia en diversos ámbitos y cuyo funcionamiento y características están sólidamente probadas en diferentes contextos.

## 6.2 Aspectos principales de la propuesta

### 6.2.1 Ingresos de los generadores

#### a) Generadores ya instalados [Rivi01]

El precio de las opciones que los generadores ya instalados solicitarán, corresponde a una combinación de dos términos. El primer término se refiere a los ingresos que dejarán de percibir en el mercado de energía, cuando el precio del mercado supere al precio de ejercicio de la opción. El segundo término está dado por el monto de la penalización que tendrán que pagar, cuando no estén disponibles en las horas donde el precio de mercado es mayor que el precio de ejercicio de la opción, más la diferencia entre estos mismos precios. De esta forma, el precio que un cierto generador solicitará por las opciones que pueda vender en la subasta, se presenta en la fórmula (6.1):

$$P_i = E_r \left[ \int_{p>s} (1 - \lambda_i) \cdot (p - s) dt \right] + E_r \left[ \int_{p>s} \lambda_i \cdot (p - s + pen) dt \right] \quad (6.1)$$

donde:

- $p$  es el precio de energía dado por el mercado.
- $s$  es el precio de ejercicio de la opción.
- $pen$  es el monto de la penalización.
- $\lambda_i$  es la probabilidad de que no pueda darse la cantidad contratada en la opción.
- $E_r$  es un factor (valor esperado afectado por el riesgo) que mide la aversión al riesgo de los agentes y expresa la valorización que cada uno de ellos hace de los ingresos del mercado, considerando los riesgos asociados a ellos. En principio, este factor es diferente para cada generador.

Este factor asociado al riesgo, daría un valor inferior a la esperanza matemática de los ingresos inciertos que aparecen en el primer sumando y un valor mayor a la esperanza de los posibles costos en los que se podría incurrir y que aparecen en el segundo sumando. Así, cuanto mayor sea el riesgo de no poder producir, mayor será el precio que se solicite por la opción.

Los generadores pueden ofertar distintos bloques de potencia a diversos precios. El precio de cada bloque de potencia está dado por el nivel de riesgo que soportan sus diferentes tramos de potencia. A modo de ejemplo, un generador puede tener cuatro grupos de generadores, pero está en posición de hacer una oferta por el 75% de su potencia máxima. De esta manera logra un alto nivel de seguridad, en cuanto a que no habría problema para proveerla. Por tal motivo, esta oferta será muy competitiva y más económica que la oferta por el 25% restante de la potencia, que no tiene tan alto nivel de seguridad. Esto es relevante en las centrales, que deben tomar en cuenta la variabilidad hidráulica, para determinar sus diferentes niveles de producción.

Se deduce a partir de lo expuesto anteriormente, que la curva de las ofertas que se presenten al mercado de capacidad, partirá de precios bajos (correspondientes a los bloques de potencia muy firmes) que irán aumentando conforme los bloques de potencia tengan asociados un riesgo mayor.

#### b) Generadores nuevos

La diferencia fundamental entre un generador nuevo y otro ya existente en el sistema, es que los primeros no poseen costos de inversión hundidos. Por lo tanto, tienen la posibilidad de no invertir si no se les retribuye satisfactoriamente dicha inversión. Suponiendo que una central tiene la opción de incorporarse al sistema, para calcular el precio que este grupo pediría por sus opciones, es necesario incluir un tercer término adicional a los dos especificados anteriormente para los generadores ya existentes. Este tercer término está asociado a la inversión y es igual a la diferencia entre el costo de inversión y los ingresos que el generador espera obtener por el pago de la energía. De esta forma, el valor de la prima que oferta un generador entrante al sistema, está dado por los siguientes términos:

- El valor de los ingresos a los que renuncia, cuando el precio de la energía en el mercado es mayor al precio de ejercicio de la opción.
- El valor de las posibles penalizaciones que pueden recaer sobre generador, cuando el precio de mercado es mayor al precio de ejercicio y el generador no puede producir la potencia pactada en la opción.



- El término adicional ajeno a los potenciales ingresos del mercado de corto plazo, que el generador nuevo necesita para hacer atractiva su inversión.

Los dos primeros términos son equivalentes a los que actualmente reciben los generadores del propio mercado de energía (en un esquema de bolsa de energía o bajo la tarificación marginal imperante en el esquema chileno), pero este nuevo sistema de opciones garantiza mayor seguridad y estabilidad a los ingresos. El tercer término sería análogo a lo que hoy se denomina pago por capacidad.

A partir de este razonamiento, pareciera ser que si en el mercado participaran sólo los generadores ya existentes en el sistema, el tercer término desaparecería y los generadores no recibirían los ingresos que actualmente se perciben bajo el concepto de potencia firme. Sin embargo, en el sistema propuesto existen algunos factores que evitan que esto suceda. Se debe considerar que las opciones son remuneradas a precio marginal, que en muchas ocasiones es mayor que el precio ofertado por cada grupo de generadores. Esto produce que dichos generadores reciban ingresos levemente mayores a los que hubiesen obtenido de haber vendido la energía a precio de mercado. Es importante agregar, que dentro del sistema siempre existirán grupos de generadores con mayor riesgo y cuyo precio ofertado será necesariamente mayor. Ello garantizará remuneraciones por sobre el precio ofertado, para la gran mayoría de los generadores participantes de la subasta.

La curva de ofertas que se presenta al mercado de opciones partirá de unos precios relativamente bajos, correspondientes a bloques de potencia firme, para ir haciéndose cada vez más altos, cuando los bloques de potencia tengan más riesgo. La figura (6.1) que se presenta a continuación, ilustra lo que podría ser una curva de oferta típica en uno de éstos mercados.

El primer tramo más plano correspondería a la potencia muy firme. La curva va ascendiendo a medida que aparecen bloques de potencia menos fiables. Por último, el tramo final correspondería a las ofertas de los nuevos entrantes.

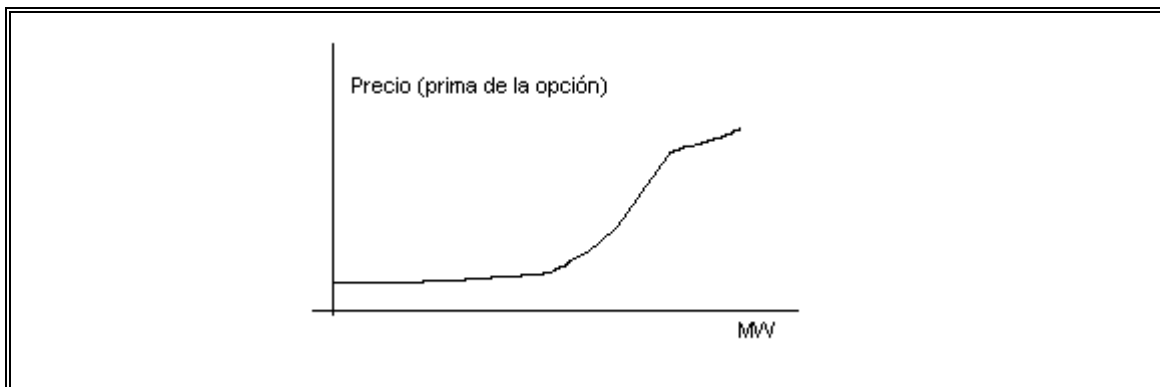


Figura 6.1: Curva de ofertas de confiabilidad

En aquellas situaciones donde no exista suficiente holgura para abastecer la demanda, la potencia firme contratada corresponderá a toda la capacidad disponible en el sistema. Se espera que bajo estas circunstancias, todas las ofertas de bloques firmes de potencia serán aceptadas en la subasta y que aún así será necesario captar más ofertas, con el fin de cubrir la totalidad de la potencia exigida por el ente regulador. De este modo, las ofertas que estarán compitiendo por entrar al mercado y que determinarán, por lo tanto, el precio marginal en la subasta, corresponderán a bloques de alto riesgo o a bloques de potencia ofertados por generadores nuevos. Aunque los generadores ya existentes no incluyan en sus ofertas ningún término relacionado con los costos de inversión, algunas de las ofertas que realicen, serán más caras que las ofertas de los generadores entrantes, producto del riesgo asociado a esos bloques de potencia. Se puede concluir, que estos bloques de potencia más riesgosos, competirán con los bloques de potencia de los generadores entrantes y determinarán el precio marginal de la subasta. De esto se deduce además, que los bloques de potencia más firmes, cuyas ofertas son menores que la prima marginal de la subasta, percibirán siempre unos precios que les permiten obtener ingresos análogos a los que hoy reciben por el concepto de cargo por capacidad y similares

también a los que requeriría un nuevo entrante. Los ingresos característicos de las ofertas de los grupos nuevos, se trasladan a todos los generadores.

Los bloques de potencia menos firmes reciben el mismo precio marginal que los bloques más seguros de potencia. Por lo tanto, los bloques menos firmes que tienen una penalización esperada mayor que los bloques más seguros, reciben una remuneración neta menor que los bloques de potencia garantizados. Esto implica que los generadores reciben el ingreso por el concepto de capacidad, en función de la firmeza de su potencia: completamente los generadores muy firmes y parcialmente los bloques de potencia cuya probabilidad de falla es mayor. Si llevamos el ejemplo al extremo y el bloque marginal corresponde a un bloque de potencia poco firme, podemos concluir, que este generador recibe únicamente su precio ofertado de energía y no percibe término alguno por el concepto de pago por capacidad.

c) Interpretación conceptual de la penalización [Colo00]

Como se ha planteado anteriormente, un generador nuevo ofertará al mercado una prima compuesta por tres términos que se presentan a continuación en la fórmula (6.2):

$$P_N = E_r \left[ \int_{p>s} (1 - \lambda_N) \cdot (p - s) dt \right] + E_r \left[ \int_{p>s} \lambda_N \cdot (p - s + pen) dt \right] + C_N \quad (6.2)$$

El término  $C_N$  representa la diferencia entre lo que el generador entrante necesita para hacer rentable su inversión y los ingresos que espera obtener en el mercado de energía. Este término es equivalente al pago por potencia firme que actualmente se reparte entre los generadores en Chile. En buenas cuentas, es el pago mínimo por potencia que el generador entrante necesita para decidir instalarse en el sistema.

Un generador ya existente J realizará una oferta como la expresada en la fórmula (6.3):

$$P_J = E_r \left[ \int_{p>s} (1 - \lambda_J) \cdot (p - s) dt \right] + E_r \left[ \int_{p>s} \lambda_J \cdot (p - s + pen) dt \right] \quad (6.3)$$

Los generadores ya existentes, competirán con sus bloques de potencia más riesgosos y de mayor precio con los nuevos entrantes, marcando precisamente la prima marginal. Esto se debe, a que los generadores nuevos, necesariamente ofertarán bloques de potencia más caros, porque deben recuperar la inversión. Luego, podrán competir con aquellos bloques de potencia de los generadores ya existentes, que por el hecho de tener escasa seguridad, poseen un nivel de precios más elevado. De este razonamiento se deduce que  $\lambda_J$  será levemente mayor que  $\lambda_N$ , por lo tanto, la competencia entre un tipo de generador y otro, dependerá en gran medida del valor de la penalización *pen*.

De este modo, si se igualan las primas ofertadas por los dos tipos de generadores, estimando previamente los valores de los diferentes parámetros involucrados, se pueden modificar los valores de la penalización y determinar así el nivel de firmeza o riesgo del sistema. Este nivel de seguridad está dado por el valor  $\lambda_J$ . Consecuentemente, a partir de un determinado nivel de firmeza, algunos bloques de potencia no son adecuados para garantizar un cierto nivel de seguridad y es preferible construir un nuevo generador, antes de hacer uso de la potencia poco segura disponible. En el capítulo 8.4, se explica detalladamente esta situación.

De lo anterior se deduce, que el cálculo de la penalización es fundamental a la hora de determinar un cierto nivel de seguridad en el sistema. La definición de un monto adecuado para la penalización es responsabilidad del ente regulador, quien estimando los parámetros involucrados en el cálculo, puede definir, con un pequeño margen de error, el nivel de seguridad que desea otorgar al sistema.

### 6.2.2 Horizonte de la subasta

#### a) Amplitud del horizonte de la subasta

Uno de los objetivos de este método, es que cada uno de los generadores determine en forma realista, cuánta es la potencia firme que realmente puede ofertar. Con esto se evita la necesidad que un modelo de simulación, siempre discutible, calcule los aportes de cada generador y se los imponga. Para que esto pueda funcionar adecuadamente y los generadores oferten su real potencia firme, es necesario que realicen un análisis de los riesgos individuales en la situación potencial más crítica del sistema. Eventualmente, podría efectuarse la misma simulación que realiza el modelo del ente regulador.

Esto permite que los generadores oferten la potencia firme que son realmente capaces de generar en los períodos críticos. Sin embargo, si dentro del análisis que los generadores hacen, no está incluida la situación más crítica, las ofertas de éstos serán mucho mayores. Esto podría dar lugar a un número de ofertas excesivo y, por lo tanto, el precio caería, perjudicando uno de los objetivos primarios del modelo, en cuanto a estabilizar los ingresos de los generadores.

Esta situación crítica se observa en Chile en las épocas de sequía y coincide con la presencia de la Corriente del Niño. Este fenómeno dura aproximadamente tres años. Los generadores, a partir de los datos hidrológicos de los años anteriores, deberían intentar determinar cuál es la probabilidad de que ocurra una situación crítica dentro del período que se está subastando. Por ejemplo, si este período fuera de un año, sería relativamente sencillo pronosticar el escenario hidrológico. Entonces, en los períodos húmedos habría gran cantidad de oferta de opciones y el precio caería. Si por el contrario, estamos frente a una situación de inminente sequía, los generadores ofertarían potencia firme en condiciones extra secas y se alcanzarían precios razonables. Se concluye entonces, que períodos muy cortos para subastar, produce una alternación de precios por capacidad muy bajos y precios por capacidad razonables.

Por el contrario, si el horizonte de la subasta es muy grande (pensemos por ejemplo, en veinte años) resulta imposible pronosticar si el año será seco o húmedo y, por lo tanto, no habría lugar para la sobre-oferta.

De esta manera, se concluye que el horizonte de la subasta es determinante en la estabilidad de los resultados de este mercado. Mientras mayor es el horizonte de la subasta, más estables resultan los precios.

#### b) Implantación del horizonte deseado

A pesar de haber concluido anteriormente, que un largo horizonte de tiempo garantizará la estabilización de los precios de las opciones, parece un tanto complejo ofertar a veinte años, pensando en los riesgos que esto implica para los generadores. Una alternativa para evitar el empleo de períodos tan extensos, consiste en realizar una subasta que, en lugar de limitarse a un único año, abarque un horizonte de varios años: un período razonable podrían ser cinco años. Luego, en el año  $n$  se comprometen opciones para los cinco años siguientes, desde el año  $n$  hasta el año  $n+5$ . De esta manera se realiza una única subasta en la que se asignan a los diferentes generadores opciones, que tienen una vigencia de cinco años. Al estar ligadas las ofertas de todos los años, la probabilidad que ocurra una situación crítica en cada uno de éstos años, es la misma y es elevada en todos los casos. Con esto se alcanza una estabilización de los ingresos de los generadores, sin la necesidad de emplear períodos de subasta muy prolongados.

#### c) Flexibilidad del proceso

Pese a lo expuesto anteriormente, realizar una subasta que comprometa un horizonte de cinco años, puede resultar muy poco flexible. Los generadores quedarían obligados a comprometer todos sus ingresos en un acontecimiento puntual que ocurriría cada cinco años. Además, es necesario considerar, que la demanda evoluciona y la potencia firme que se contrata en la subasta, no es la misma a lo largo del horizonte establecido. Luego, el mecanismo que se diseñe, debe incluir de forma simple el crecimiento esperado de la demanda.

Por último, existen nuevos grupos generadores que están evaluando entrar al sistema. Si la subasta se hiciera cada cinco años, los nuevos entrantes no recibirían ningún tipo de remuneración por potencia firme en el período intermedio. Esto resultaría menos atractivo y distorsionaría además la señal de inversión, haciendo que todos los grupos tendiesen a entrar en el sistema en fechas próximas al momento en que se convocase la demanda.

De esta manera, parece ser necesaria la introducción de una mayor flexibilidad en el proceso y permitir que el mercado de capacidad pueda ser convocado anualmente. Sin embargo, como se vio en el punto a), es necesario plantear un horizonte relativamente largo, para mantener estables los ingresos de los generadores. La manera de integrar ambas necesidades, es convocar anualmente una subasta de opciones, que solamente cubra un porcentaje de la demanda.

Luego, cada año el ente operador convocaría a una subasta de opciones de potencia para cubrir aproximadamente el 20% de la demanda y los generadores comprometerían su potencia por un horizonte de cinco años. Así, el total de la demanda de un determinado período, habría sido completamente adjudicada al cabo de cinco años, pero a lo largo de cinco diferentes subastas, cada una de ellas a precios distintos y con cantidades de potencia diferentes para cada generador.

Con este sistema, los incrementos de la demanda serían incorporados sin dificultad en la subasta de cada año. En realidad, una vez acabado el período transitorio inicial, que se graficará más adelante, la potencia asignada a los generadores cada año, corresponderá a la diferencia entre la potencia que ya ha sido adjudicada en las pasadas subastas y la demanda esperada para ese año.

Finalmente, con este método se resuelve el problema de los generadores entrantes, debido a que pueden participar todos los años de la potencia que no ha sido subastada aún.

d) Nuevos entrantes [Colo00]

Con el objetivo de crear reales incentivos para que los nuevos generadores decidan invertir en el sistema, resultaría interesante llamar a la subasta de opciones con cierta anticipación. De este modo los nuevos grupos entrantes podrían acudir a ésta sin haber efectuado la inversión en nuevas instalaciones todavía. Así, sólo si el mercado los estima necesarios y les confiere opciones, materializarán la inversión para el período en el que comprometieron potencia. En el caso contrario no lo harán.

Se estima conveniente, que la anticipación sea de dos años, tiempo prudente para construir una central con las nuevas tecnologías existentes. Por lo tanto, se podría llamar al mercado con dos años de antelación, manteniendo el plazo de las subastas en cinco años, de modo que en el año  $n$  se compromete la potencia para los años que van entre  $n+2$  hasta el año  $n+7$ .



A continuación se presenta la figura (6.2) donde se ejemplifica en forma gráfica lo planteado hasta este momento:

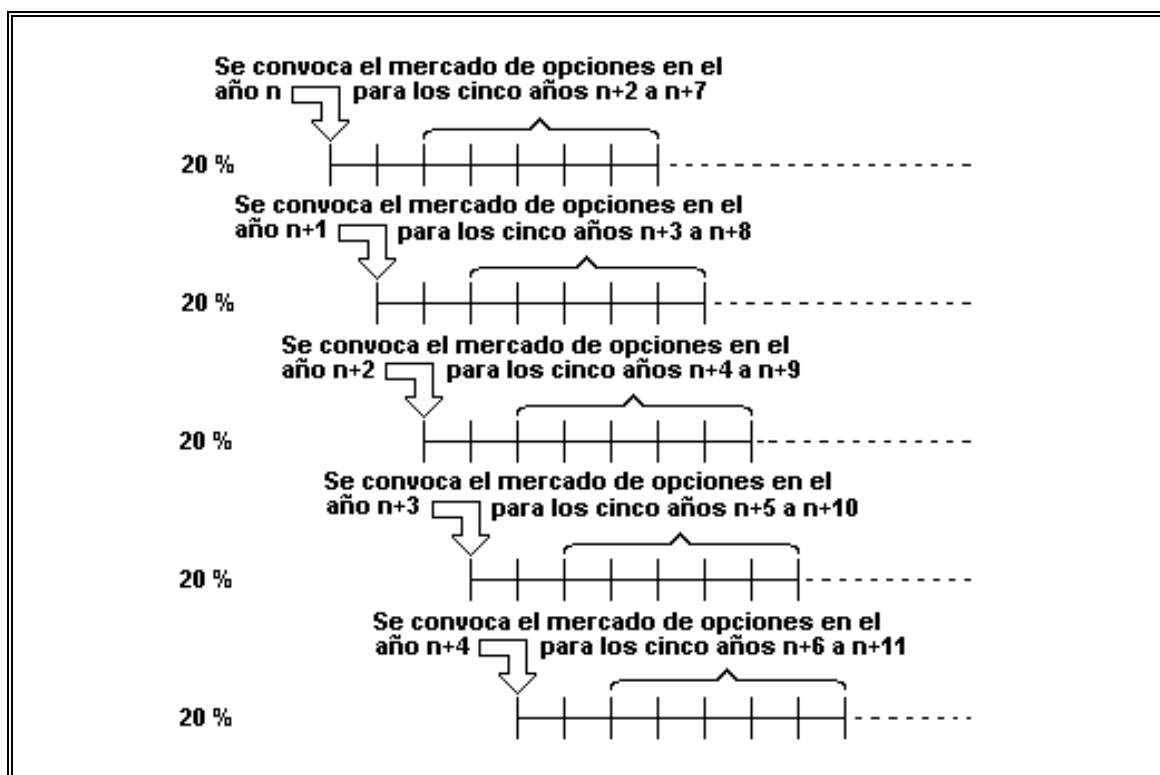


Figura 6.2: Secuencia de mercados

#### e) Arbitraje entre mercados

El mercado propuesto permite que las opciones sean negociadas en cinco mercados diferentes, uno en cada año, a lo largo de cinco años consecutivos. Sin embargo, esto podría generar algunos problemas, debido a que ciertos generadores podrían utilizar el traslapo que se produce entre los mercados, para reajustar su posición y disminuir su riesgo. Por ejemplo, un generador podría contratar gran cantidad de potencia un año cualquiera, sabiendo que la probabilidad de una situación de crisis para ese año es muy remota y lo más seguro es que no sea penalizado, recibiendo así ingresos por capacidad. Ahora bien, a medida que se

acerquen los años en los que las probabilidades de precios altos son mayores, el generador podría acudir a las siguientes subastas con pequeñas cantidades, o incluso no acudir, de modo de compensar el exceso de potencia adjudicado en un comienzo y llegar al período crítico con la potencia firme que dispone realmente.

Este tipo de comportamiento por parte de los generadores tendería a deprimir los precios de las opciones, en los años en que la probabilidad de sequía es baja y a elevarlos notablemente en los años críticos. De este modo, los generadores que tuviesen este tipo de comportamiento captarían más opciones en los períodos de precios bajos y menos en los períodos de precios altos. Lo más probable entonces, es que los generadores reserven con el tiempo una parte de sus opciones para los períodos de precios altos. En definitiva, los generadores irán trasladándose de los mercados de precios más bajos, a los mercados de precios más altos, tendiendo a igualar los precios en todos los mercados y, por consiguiente, logrando que los generadores, poco a poco, oferten la misma potencia en cada uno de los tramos del mercado de opciones.

De esta manera, se puede concluir, que el comportamiento racional de los generadores tiende a conseguir una estabilidad entre los precios de los diferentes mercados. No obstante, es posible que en los primeros años la situación antes descrita no se produzca, debido a los largos plazos implicados y a la inexperiencia de los generadores involucrados. Es probable, que en un comienzo existan comportamientos de muy corto plazo y se tienda a sacrificar beneficios futuros, por incrementar los ingresos del año en curso. Mas aún, si existe una baja probabilidad de sequía se puede generar una sobre-oferta de opciones. Para solucionar esto, sería interesante añadir al diseño del mercado de opciones, un mecanismo análogo a la penalización descrita en el punto 6.2.1, que refuerce la señal de largo plazo y haga más explícita la interdependencia entre las ofertas y los precios de los cinco mercados que se traslapan en el tiempo.

Lo que se propone, es lograr un incentivo para que los generadores distribuyan uniformemente su potencia en los distintos mercados. Así, cuando las diferencias entre las cantidades adjudicadas a un determinado generador en los distintos mercados superen un cierto umbral, por ejemplo, calculando la diferencia

entre la máxima y la mínima potencia asignada en cualquiera de los cinco mercados y viendo que no supere un 35% de la máxima cantidad asignada en cualquiera de las subastas, los agentes serán cargados con una multa adicional.

Los agentes reaccionarán ante la existencia de esta multa, intentando repartir su potencia firme uniformemente en los distintos mercados. Por último, es importante señalar, que esta propuesta reduce la posibilidad que un determinado generador resulte dominante en alguno de los mercados subastados.

f) Período transitorio [Colo00]

Finalmente, es necesario idear un sistema, para tratar el paso del período transitorio, al funcionamiento permanente o estable de la alternativa propuesta, tomando en consideración, que en el instante cero no existe ningún contrato por capacidad. El procedimiento se presenta en la figura (6.3) y consistiría en lo siguiente: A finales del año cero, el ente regulador convoca a una subasta por el total de la demanda del año uno. De las cantidades asignadas a cada bloque de potencia (un mismo generador puede ofertar varios bloques de potencia a distintos precios) un 20% tendría una duración de dos años, un 20% duraría tres años, otro 20% duraría cuatro años, otro 20% duraría cinco años y finalmente el último 20% tendría una duración de seis años. Inmediatamente después de esta subasta (finales del año cero), se convoca a otra, que captará opciones para los años 3, 4, 5, 6 y 7. La potencia adjudicada en esta nueva subasta sería igual al 20% de la demanda del primer año, más el incremento de la demanda del año tres con respecto al año uno. Esta es la cantidad de demanda correspondiente al año tres, para la que, en este momento, todavía no existen opciones adjudicadas en el mercado anterior.

A partir de esto, a finales del año uno se llama a otra subasta, en la que se asignan opciones para los años 4, 5, 6, 7 y 8, donde la cantidad a asignar corresponde a la parte de la demanda del año cuatro, que todavía no ha sido adjudicada en los mercados anteriores (es igual al 20% de la demanda del año tres, más el incremento de la demanda del año cuatro, respecto del año tres). A finales del año dos, se contratarían opciones para los años 5, 6, 7, 8 y 9 y así sucesivamente.

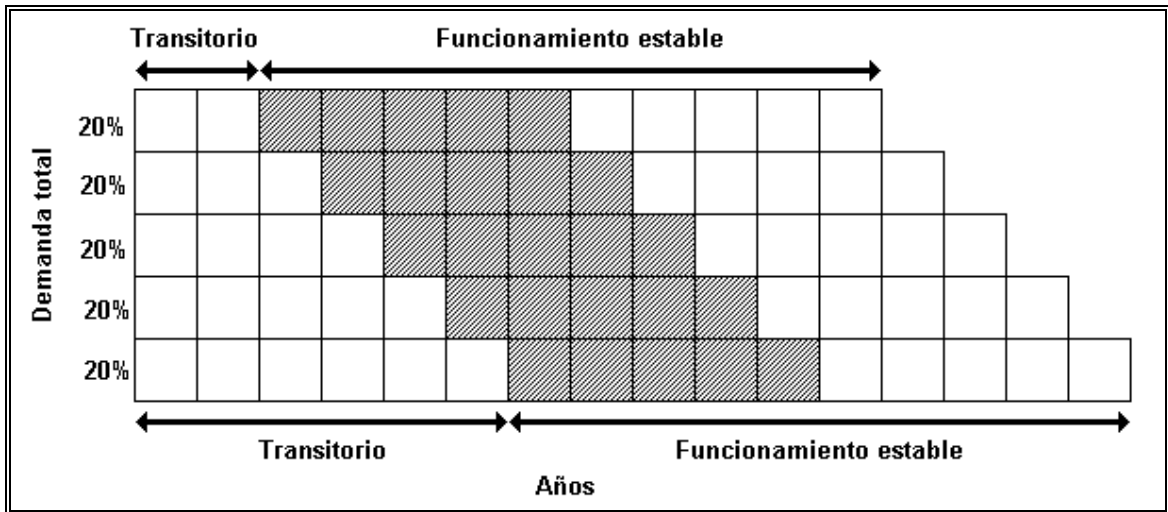


Figura 6.3: Período transitorio inicial para los contratos de capacidad

### 6.2.3 Otros aspectos relevantes

#### a) Holding

Se denomina holding a la posibilidad que pueda tener una empresa, que cuenta con varias plantas de generación, de realizar una única oferta por la que se comprometa la empresa como conjunto a cumplir con las obligaciones, sin distinguir cuál de sus generadoras será la encargada de suministrar la potencia.

Se estima que esta situación no debería permitirse, debido a que favorece claramente a las empresa de mayor tamaño, frente a las más pequeñas y podría crear barreras de entrada, que contribuyen a incrementar el índice de concentración en el sistema. Las ofertas de potencia deben, por lo tanto, estar asociadas a un generador en particular. Éste es el único responsable de cumplir con los compromiso adquiridos en la subasta.

#### b) Mercados secundarios

Junto con definir algunas prohibiciones con respecto a los holdings, es preciso establecer también, que las obligaciones contraídas en los mercados de opciones, no podrán ser transferidas entre los distintos generadores, ni por medio de mercados secundarios, ni a través de contratos bilaterales entre ellos.

Lógicamente, siempre será posible transferir la componente económica del contrato de capacidad, por medio de otro contrato libremente establecido entre dos partes. Sin embargo, el ente operador del mercado no permitirá transferencias de obligación física de producir, cuando el precio del mercado supere el precio de ejercicio de la opción.

#### c) Poder de Mercado

Con respecto a este punto, es relevante señalar que el mecanismo de garantía de potencia propuesto hasta aquí, no intenta combatir el poder de mercado que se pueda suscitar al interior de éste, pero se estima que tampoco lo agrava de forma apreciable.

Si pensamos a corto plazo, las empresas con gran capacidad de potencia siguen teniendo poder para manipular los precios. De todas maneras, este poder es más o menos el mismo que tendrían si no existieran las opciones. De hecho, cuando los grandes generadores comprometen parte de su potencia en opciones, el poder de mercado se reduce, debido a que el precio de ejercicio supone un límite al precio que reciben. Esto limita de alguna forma su capacidad de ejercer su posición dominante en el mercado.

Por otro lado, todos los ingresos de las empresas que están ejerciendo poder de mercado y que no han podido alcanzarse en el corto plazo, se intentarán conseguir en el mercado de largo plazo, solicitando primas muy altas en la subasta de opciones. La posible presencia de nuevos generadores en el mercado de largo plazo, que compiten con los existentes, puede limitar su capacidad para subir los precios. El mercado de opciones asegura ingresos durante un plazo relativamente largo y debería facilitar la entrada de nuevos agentes. Es menos riesgoso ingresar en el mercado, si

una parte de los ingresos están ya asegurados mediante la venta de una opción, que si todo debe ganarse en el mercado de energía. Es decir, si los generadores dominantes solicitan precios muy altos, podrían ser desplazados del mercado de capacidad por un generador nuevo. El nivel de precios a partir del cual un nuevo generador estaría interesado en instalarse, actuaría como límite superior al precio del mercado de largo plazo y limitaría el poder de mercado de las grandes empresas. Sin embargo, esto no puede ser considerado un escenario que va a presentarse siempre, ya que depende de la existencia de nuevos generadores interesados en entrar al sistema.

Todo lo expuesto anteriormente, sugiere la existencia de un precio máximo (*cap*) en la subasta de largo plazo. Al igual como en la mayoría de los sistemas existe un precio máximo para la energía (es preferible entrar en racionamiento antes que pagar precios mayores), también debería darse un nivel de precios a partir del cual sea mejor dejar una parte de la demanda sin opciones. Si se llegase a este extremo, sólo se adjudicarían opciones por un  $x\%$  de la demanda, seguramente las ofertas que tienen precios razonables y, los consumidores dejarían de estar completamente protegidos frente a las puntas de precios en el mercado de energía. Cuando los precios sean mayores que el precio de ejercicio, la cantidad que la demanda pagaría estaría dada por la fórmula (6.4):

$$x\% * (\text{precio de ejercicio}) + (1-x)\% * (\text{precio de mercado}) \quad (6.4)$$

En conclusión, el procedimiento propuesto de las opciones, no elimina el poder de mercado. La única posible ventaja es que lo traslada parcialmente del mercado de corto plazo al de largo plazo. Se supone que en el mercado de largo plazo la competencia debería ser algo mayor, por la posible presencia de nuevos generadores. En el peor de los casos, esto es el momento en que la influencia de los nuevos entrantes es nula porque no existen tales entrantes, el poder de mercado es más o menos el mismo que si no existieran las opciones. En cualquier otra situación, el poder de mercado debería reducirse en algún porcentaje, aunque seguramente nunca eliminarse por completo.

### **6.3 Condiciones que aseguran al nuevo mercado**

En términos generales, los propios incentivos que incorporan las opciones financieras, deberían ser suficientes para que los generadores se comportaran en forma prudente e hicieran opciones que reflejaran su real potencia firme. Sin embargo, siempre existe el riesgo que los generadores no puedan cumplir con los compromisos adquiridos y no logren pagar las penalizaciones a las que están sujetos. Por este motivo, es razonable que el ente regulador intente protegerse contra ese riesgo y establezca condiciones adicionales, que logren que los generadores se comporten de una manera prudente.

La propuesta del mercado de opciones incluye una serie de ajustes para reforzar los compromisos adquiridos, permitiendo esperar, por parte de los generadores, un comportamiento acorde con la confiabilidad del sistema en su conjunto. Además, estos ajustes garantizan un buen funcionamiento del sistema en los primeros años, donde no existe la experiencia por parte de los generadores en la gestión de un mercado de este tipo.

#### **6.3.1 Contratación por toda la demanda**

La primera medida propuesta para garantizar un comportamiento ordenado del sistema, es la de hacer un contrato por toda la demanda en el mercado de opciones, siempre que sea factible. Es posible que en determinados casos, el precio de las opciones suba demasiado y si se optara por precios máximos, como se comentaba en el punto 6.2.3, lo más probable es que no se adjudique toda la demanda. De todas formas, pensando en el caso general, siempre se aspirará a contratar por toda la demanda.

Al dejar las decisiones de contratación de capacidad en manos de los consumidores, permitiendo que ellos contraten directamente con los generadores los niveles de confiabilidad deseados, se les estaría dando una responsabilidad para la que muy pocos consumidores están preparados. Por este motivo, se propone que las decisiones relativas a la cantidad de potencia a contratar, sean tomadas centralmente por el ente regulador.

### **6.3.2 Penalización**

La penalización es quizás el mecanismo más efectivo incorporado en la propuesta, para asegurar el buen funcionamiento del mercado de opciones. Estas penalizaciones, descritas en el punto 6.2.1, sirven para reforzar la aversión al riesgo de los generadores y para inducir a que las ofertas que estos realizan, vayan acorde a su capacidad real de proveer potencia en los momentos críticos.

Otra alternativa que se puede manejar, es aplicar una penalización progresiva de manera que a mayores incumplimientos, mayores sean las multas a cobrar. Esto reforzaría aún más el riesgo de la potencia menos firme, provocando un comportamiento mucho más prudente, tanto al ofertar en el mercado de opciones, como al operar las plantas.

### **6.3.3 Eliminación de mercados secundarios**

El hecho de no permitir la renegociación de las obligaciones en mercados secundarios, también es una forma de aumentar la percepción del riesgo de los generadores. Si se permitiera que los generadores pudieran deshacerse de sus obligaciones contraídas en el mercado de capacidad (obligación física de proveer potencia), traspasándoselas a otros generadores en un mercado secundario, se estaría aceptando que los generadores pudieran disminuir su riesgo. De este modo, algún generador podría ofertar una cantidad por encima de su potencia firme y esperar a traspasar su obligación posteriormente. Por supuesto, si el generador intenta deshacerse de su opción en el momento que empieza a percibir la cercanía de un período crítico y por ende una subida en los precios del mercado, el precio que tendrá que pagar por rehacer su posición en un mercado secundario, será más alto que el precio que recibió del mercado de capacidad, pero más bajo que la penalización que tendría que pagar si no lograra renegociar la opción.

Por este motivo, al no permitir la existencia de mercados secundarios, se estaría reforzando el castigo económico que recibiría un generador que haya sobrecontratado en el primer mercado. Luego, se entregaría así una señal para que los generadores sean prudentes en la subasta.



Ahora bien, este tipo de medidas apuntan a una estabilización en los mercados de corto plazo en el período transitorio, donde ningún agente dentro del sistema posee algún tipo de experiencia. No se descarta, por ende, que en el futuro se puedan levantar estas restricciones y otorgar mayor flexibilidad al mercado propuesto.

#### **6.3.4 Eliminación de ofertas agregadas**

Siguiendo la misma línea de impedir la transferencia de las obligaciones de capacidad, por medio de un mercado secundario, tampoco es recomendable permitir que una empresa, que cuenta con varias plantas de generación, pueda hacer frente a sus compromisos con cualquiera de sus plantas indistintamente. Tal como se mencionó en el punto 6.2.3, se requiere que las ofertas del mercado de opciones estén diferenciadas para cada generador, de modo que cada planta tenga claramente establecidos cuáles son sus compromisos y se encuentre obligada a cumplirlos por sí misma.

#### **6.3.5 Horizonte**

El horizonte propuesto de siete años para la subasta de opciones de capacidad, parece generar un nivel adecuado de incertidumbre para el comportamiento del mercado futuro. Esto permite independizar los resultados del mercado, de las condiciones de corto plazo y garantiza que los generadores oferten en función de los escenarios críticos esperados o históricos.

#### **6.3.6 Multa por concentración de ofertas**

Como se describió en el punto 6.2.2, dividir el mercado de capacidad en cinco tramos diferentes, tiene efectos asociados. Los más importantes son la posible aparición de posiciones dominantes en alguno de los submercados y la corrección, por parte de los generadores, de las posiciones en cada uno de estos submercados, especulando con las cantidades ofertadas en cada una de las subastas. Como se mencionó anteriormente, esta situación produciría variaciones importantes en el precio de las opciones.

Para evitar la situación descrita, se propone multar a aquellos generadores cuya cantidad de opciones adjudicadas, en cada uno de los cinco mercados, fuesen muy distintas entre sí.

Para medir el nivel de estas fluctuaciones, se recomienda utilizar algún parámetro simple, como la diferencia entre la cantidad mínima y la máxima adjudicada en las subastas. Por ejemplo, podría plantearse que esta diferencia no supere el 35% del valor máximo y que además se establezca una multa elevada a pagar por los generadores, cuando se considera que sus ofertas tienen excesivas fluctuaciones.



## **VII. SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL**

### **7.1 Antecedentes generales**

El Sistema Interconectado Central de la República de Chile (SIC), está constituido por las centrales generadoras y sistemas de transmisión, que operan interconectados desde Taltal por el norte, hasta la isla grande de Chiloé por el sur. Este sistema eléctrico es el mayor dentro de los cuatro que suministran energía al territorio chileno, abasteciendo aproximadamente al 93% de la población. Junto con el SIC, operan en Chile, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes [Esta00].

La potencia instalada en el SIC a diciembre del año 2000, representaba aproximadamente el 71% del parque generador disponible en el país, siendo equivalente a 6.653 MW, frente a los 2.623 MW instalados en el SING y los 64 MW y 19 MW presentes en los Sistemas Eléctricos de Magallanes y Aysén, respectivamente.

El SIC está constituido por la interconexión de los sistemas eléctricos de transmisión y las centrales generadoras pertenecientes a las siguientes compañías: Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A., Empresa Nacional de Electricidad S.A., Gener S.A., Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., Empresa Eléctrica Guacolda S.A., Arauco Generación S.A., Empresa Eléctrica Pangué S.A., Sociedad Eléctrica Santiago S.A., Compañía Eléctrica San Isidro S.A., Compañía Nacional de Transmisión, Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Transnet. Recientemente se incorporó al sistema la empresa Ibener S.A.

Además, al SIC se interconectan otras empresas generadoras, tales como, Hidroeléctrica Guardia Vieja, Empresa Hidroeléctrica Pullinque S.A., Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A., Hidroeléctrica Aconcagua S.A., Energía Verde S.A., Petropower S.A. y otras centrales menores.

En total, el Sistema Interconectado Central está compuesto aproximadamente por 54 centrales generadoras. De éstas, 33 corresponden a generación hidroeléctrica y el resto a termoeléctrica.

A continuación, se presentan las figuras (7.1) y (7.2) donde se muestra respectivamente, cómo se descompone la potencia instalada del SIC, en función de las distintas empresas que lo conforman y del tipo de tecnología utilizada para generar. Ambos gráficos reflejan la realidad del sistema hasta el año 2000.

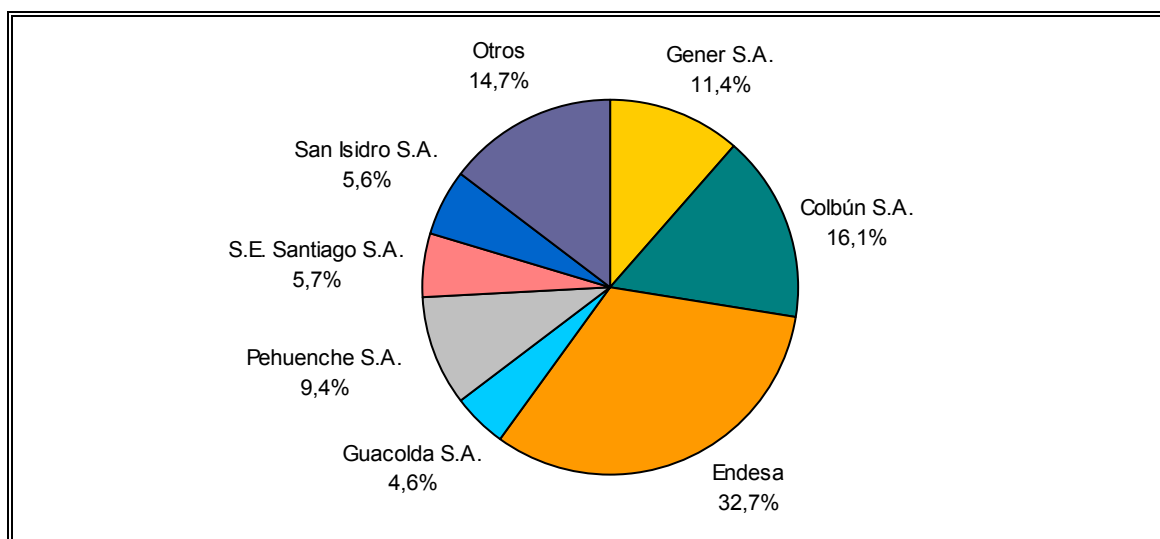


Figura 7.1: Capacidad instalada por empresa

El parque generador se encuentra concentrado prácticamente en tres empresas: Gener S.A., Colbún S.A. y Endesa. Éstas, en conjunto, abarcan prácticamente un 60% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Central.

Con respecto a la distribución de la potencia instalada por tecnología, presentada en la próxima figura, se puede concluir, que la capacidad instalada está concentrada en la generación hidráulica mediante centrales de pasada y embalses. Las últimas tecnologías han permitido incorporar en el sistema generadores de ciclo combinado, que en pocos años han logrado una importante participación en el parque generador. Éste último, tradicionalmente ha sido mayoritariamente hídrico, sin embargo, hoy presenta una situación inusual, con un 43% de potencia instalada termoeléctrica.

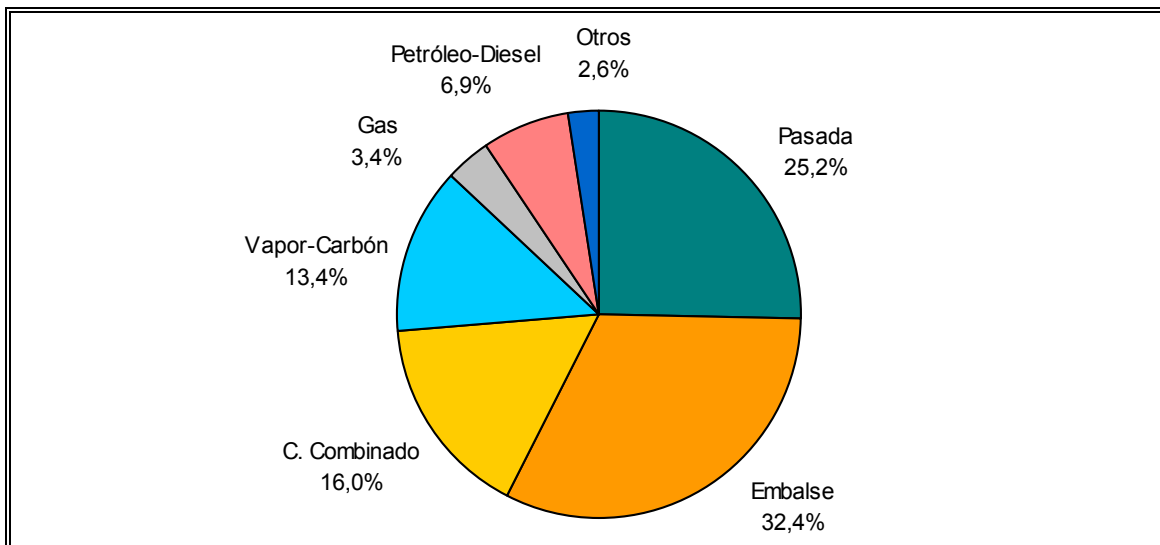


Figura 7.2: Capacidad instalada por tecnología de generación

La generación bruta de energía es otra de las variables interesantes a considerar en la caracterización de un sistema eléctrico. En un año de hidrología promedio, la generación hidráulica permite abastecer poco más del 70% de la cantidad demandada, mientras que en un año muy seco, logra abastecer apenas un 38%. La distribución de la generación bruta del año 2000 por empresa, es presentada a continuación en la figura (7.3):

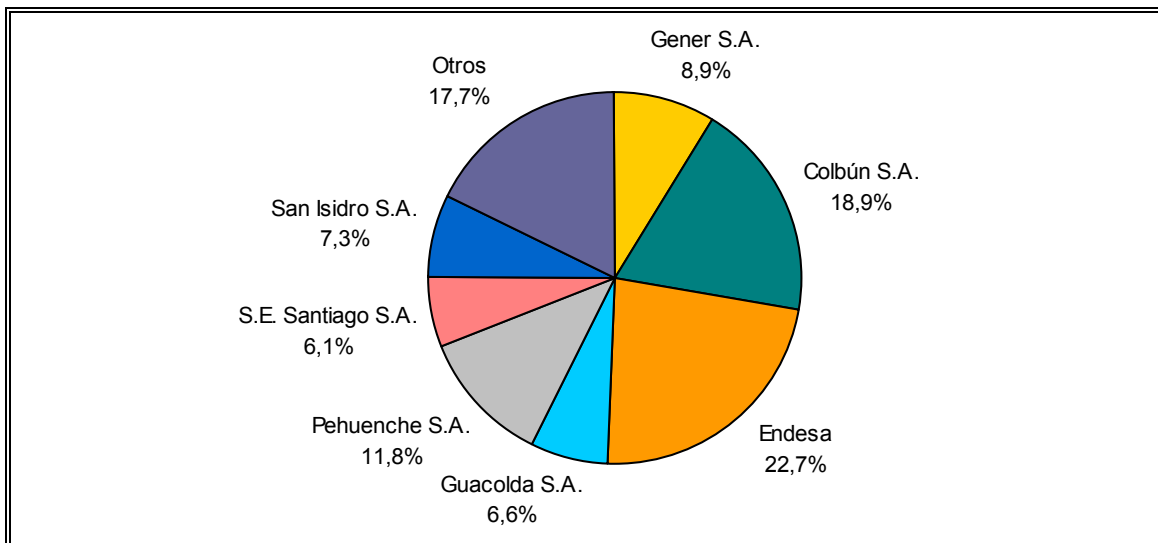


Figura 7.3: Generación bruta por empresa, año 2000

## 7.2 Antecedentes generales del CDEC-SIC

### 7.2.1 Constitución, organización y objetivos

El CDEC-SIC se crea frente a la necesidad de compatibilizar el sistema de tarificación a costo marginal y la operación del parque generador del sistema a mínimo costo del conjunto. El objetivo final, es dar cumplimiento a los contratos de suministros suscritos por las empresas generadoras. Las personas que participan en el CDEC, representan los intereses de cada uno de los agentes del sistema interconectado, implicando que las decisiones tomadas, impactan al sistema en su conjunto y no a determinados grupos dentro del mismo.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que el CDEC, con el objetivo de coordinar la operación de centrales generadoras y líneas de transmisión, realizará entre otras, las siguientes funciones básicas:

- Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando la operación actual y la esperada para el mediano y largo plazo y comunicarla a los integrantes del CDEC, para que éstos operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes.

- Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica, que derivan de la planificación de la operación.
- Coordinar la mantención preventiva mayor de unidades generadoras.
- Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantención preventiva mayor, adoptando las medidas correctivas que se requieran.
- Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre los integrantes del CDEC.

Con respecto a la organización, la ley determina que el CDEC esté compuesto por un Directorio, una Dirección de Operación, un Centro de Despacho de Carga dependiente de esta Dirección y una Dirección de Peajes. Las Direcciones de Operación y de Peajes, son entidades eminentemente técnicas y ejecutivas y cumplen sus cometidos de acuerdo a los criterios generales que fije el Directorio.

### **7.2.2 Criterios de Operación**

El criterio de optimización aplicado por el CDEC-SIC para administrar el sistema, se basa en minimizar el costo global de la operación. Dada la existencia de un embalse de regulación interanual del tamaño del Lago Laja, se estudia la operación con horizontes de al menos dos años. Esta situación obedece, a que el costo marginal del sistema se relaciona principalmente con el volumen de agua almacenado en este embalse, ya que se le asocia un valor en función de la energía térmica que se puede desplazar a futuro.

En la actualidad, sin embargo, se modela la regulación de otros embalses de menor tamaño, por cuanto se han establecido en la planificación de la operación etapas de duración semanal, asociando también un valor al agua embalsada y, por consiguiente, forman parte del proceso de optimización de la operación del sistema.

En consecuencia, se programa la generación de las unidades que se justifiquen económicamente, en virtud de un costo marginal inferior o igual al del sistema. Este criterio implica independencia de las preferencias particulares de cada empresa generadora. Por lo tanto, las decisiones se toman en función de parámetros que son aceptados por todos los participantes. Algunos de éstos son los siguientes: cotas de embalses, precios de combustibles y demandas, entre otros.



En el pasado y hasta septiembre de 1991, estos costos marginales se determinaban a lo menos una vez al mes en la Dirección de Operación del CDEC-SIC. Se utilizaba para este propósito, un modelo de optimización con etapas trimestrales (modelo GOL), que en octubre de 1991 fue reemplazado por uno de etapas mensuales. Este último, determinaba el costo marginal y la operación óptima del SIC, a través de un proceso de convergencia entre el modelo del Lago Laja y los modelos de otros embalses (Canutillar, Colbún, La Invernada, Rapel y Melado, desde abril de 1991).

A partir de Junio de 1992, los modelos de embalses fueron modificados para optimizar su operación, considerando cuatro etapas semanales y el resto mensuales. Con esta variación, la programación de la operación se empezó a realizar semanalmente, permitiendo incluso, un pronóstico diario en función de un despacho de carga instantáneo, basado en el costo de producción de cada una de las unidades generadoras del sistema. En consecuencia, desde 1992 el CDEC-SIC se encuentra tarifando las transferencias de energía entre sus integrantes con costos marginales horarios y por barra.

Además de la operación económica descrita anteriormente, se incorporan ocasionalmente políticas especiales, que permiten poner en servicio, unidades que no salen despachadas en el proceso de optimización. Éstas se despachan, ya sea para preservar las condiciones de seguridad del SIC, o en caso que se presenten restricciones de transmisión. La optimización de la operación del conjunto del parque generador y la existencia de contratos de suministro de cada empresa generadora con clientes directos, origina transferencias de energía entre las empresas productoras, las que se valorizan al costo marginal horario del sistema.

## VIII. SIMULACION

El Sistema Interconectado Central (SIC) fue elegido como escenario para realizar la simulación del mercado de opciones que se propone en la presente memoria. Esta determinación fue motivada por tres razones fundamentales: La primera y más importante, es la necesidad de explorar alternativas diferentes al pago por capacidad que hoy en día impera. Esto se debe principalmente, a que han habido muchísimos conflictos y divergencias con respecto a este pago, entre los distintos agentes que participan en el sistema. La segunda razón, es que dicho sistema posee una generación hidrotérmica. El mercado de opciones fue desarrollado especialmente para este tipo de escenarios, por lo tanto, los resultados obtenidos permitirán visualizar el gran potencial que tiene esta propuesta para realidades análogas. La tercera y última razón, es que existe suficiente información acerca de la operación del sistema.

Este capítulo está dividido en tres partes fundamentales. La primera de ellas es la determinación del monto de las primas que los generadores ofertarán en la subasta. El método utilizado para el cálculo de dichas primas es diferente para los generadores térmicos e hidráulicos y se explicita detalladamente a continuación. Para la simulación se consideraron treinta y tres generadores hidroeléctricos y veintiún térmicos. Además, un horizonte de cinco años que comprende desde el año 2002 hasta el año 2006. La segunda parte de este capítulo describe la forma en que se repartirá el pago por potencia entre los distintos agentes participantes del sistema. La distribución de los ingresos se realiza una vez finalizada la subasta convocada por el ente regulador. Finalmente, el capítulo incorpora la metodología y los supuestos usados para el cálculo de los diversos parámetros necesarios para realizar una subasta como la propuesta en esta memoria. Algunos de éstos son la penalización y el precio de ejercicio de la opción, entre otros.

## 8.1 Generadores hidráulicos

Para el cálculo del monto de las primas de los generadores hidráulicos se utilizó el modelo GOL (Generación Óptima del Laja). Este modelo fue diseñado para calcular sobre la base de cuarenta hidrologías distintas, los aportes de energía de todas las centrales térmicas e hidráulicas del sistema. El horizonte de cálculo es de diez años. El modelo, entre otros aspectos, permite ver el aporte de energía de todas las centrales, según sea la hidrología escogida para realizar los distintos cálculos. Estos datos fueron utilizados para llevar a cabo el cálculo de las primas de los generadores hidráulicos y se detalla a continuación.

Para abordar el cálculo de las ofertas de potencia firme de los generadores hidráulicos se realizaron los siguientes pasos.

### a) Generación despachada y horas críticas del sistema.

La generación despachada por el modelo GOL se ordena por trimestre, por hidrología y por generador. Se consideran para el estudio, cuarenta hidrologías y los treinta y tres generadores hidráulicos que conforman el SIC y un horizonte de cinco años. Por lo tanto, los trimestres incluidos en el estudio son veinte. Adicionalmente, en base a los resultados estimados por el modelo GOL, deben determinarse las horas críticas (H) por las que puede pasar el sistema a lo largo del período en estudio. Dichas horas son aquellas en las que el precio marginal del sistema (PS) supera al precio de ejercicio (PE) estipulado. Dado que el modelo entrega los costos marginales del sistema de todos los trimestres y para las distintas hidrologías consideradas, es posible calcular las horas críticas esperadas (el modelo proporciona los trimestres críticos, los que posteriormente para efectos de cálculo son expresados en horas). Observando los resultados que entrega el modelo, se puede afirmar que estas situaciones críticas se producen normalmente cuando aparece racionamiento de demanda.

b) Generación mínima trimestral.

A partir de la generación ordenada en el primer paso, para cada generador se escoge la generación mínima trimestral por serie. Con esto se pretende buscar el trimestre más crítico para cada central y en cada una de las series hidrológicas utilizadas. La razón de esto reside en el hecho que los generadores deben ofertar niveles de potencia lo más conservadoramente posible, de modo de no arriesgarse a posibles incumplimientos, que se traducirían en penalizaciones futuras. Luego se explica cómo se pasa de energía a potencia.

La matriz de datos original de 20 trimestres por 40 hidrologías y por 33 generadores, queda reducida a una de 40 por 33. La energía despachada en los otros 19 trimestres desaparece de este análisis.

c) Potencia mínima trimestral.

La energía mínima obtenida en el segundo paso, se convierte a potencia mínima (P). Por simplicidad de los cálculos y por no tener mayor información disponible, para este análisis se tomó la potencia media, donde la energía se divide por las 2190 horas que posee un trimestre. De todos modos no es muy relevante, en términos de simplicidad del cálculo, considerar la potencia media, debido a que el tratamiento es análogo para todos los generadores participantes del sistema y, además, el nivel de potencia subastado fue holgadamente cubierto por las ofertas de los generadores.

d) Orden creciente de potencia.

Una vez realizado estos cálculos, el concepto de hidrología queda atrás. Para cada generador, sus 40 potencias mínimas se ordenan en forma creciente. La potencia menor del conjunto de las mínimas potencias, refleja el bloque de potencia más firme, que es aquel cuya probabilidad de no estar disponible es despreciable.

e) Cálculo de la prima media de cada potencia mínima.

Para cada una de las 40 potencias mínimas se calcula la correspondiente prima media  $PM_k$  (con  $k=1,2,\dots,40$ ), aplicando la fórmula (8.1) que se presenta a continuación:

$$PM_k = \frac{H}{P_k} \cdot \left[ P_k \cdot (PR - PE) + \frac{1}{40} \cdot \sum_{i=1}^{i=k-1} (P_k - P_i) \cdot PEN \right] \quad (8.1)$$

donde:

- H = período crítico (horas)
- PR = precio de racionamiento (mills/KWh)
- PE = precio de ejercicio (mills/KWh)
- PEN = penalización (mills/KWh)
- $P_k$  = potencia en KW
- $PM_k$  = prima media en mills/KW - trim

Esta prima media es la que se declararía si sólo interesara ofertar el nivel de potencia  $k$ ,  $P_k$ . Por ejemplo, si se oferta la potencia más firme  $k=1$ , el valor de la prima incluye los ingresos a los que se renuncia, por encima del precio de ejercicio (PE). No se incluyen penalizaciones, porque se supone que esa potencia está plenamente garantizada. Si se oferta el siguiente nivel de potencia  $k=2$ , la fórmula anterior tiene en cuenta la penalización asociada a la probabilidad ( $1/40$ ) de que la potencia diferencial (entre el nivel de potencia  $k$  actual y el  $i$ ) pueda fallar. En este estudio, esa probabilidad se define como la posibilidad que ocurra la serie hidrológica  $k$ . Para el resto de los niveles de potencia ( $k=3,\dots,40$ ) se sigue el mismo proceso, pero valorando en cada nivel las diferentes penalizaciones asociadas a todos los  $k-1$  niveles de potencia anteriores.

f) Cálculo de la prima de cada bloque de potencia.

A partir de los 40 niveles de potencia, se calculan los 40 bloques respectivos. El bloque inicial corresponde al nivel de potencia más firme. El segundo bloque a la diferencia entre el segundo nivel de potencia y el primero y así sucesivamente, hasta llegar al bloque 40. Es decir, el bloque k se define como  $P_k - P_{k-1}$ . La prima del bloque k ( $Prima_k$ ) se despeja de la fórmula (8.2) que se presenta a continuación:

$$PM_k \cdot P_k = PM_{k-1} \cdot P_{k-1} + Prima_k \cdot (P_k - P_{k-1}) \quad (8.2)$$

donde:

$PM$  = prima media

$P_k$  = nivel de potencia k

Despejando, se obtiene la fórmula (8.3):

$$Prima_k = \frac{[PM_k \cdot P_k - PM_{k-1} \cdot P_{k-1}]}{(P_k - P_{k-1})} \quad (8.3)$$

Para el bloque inicial (potencia más firme), el valor de la prima es igual al de la prima media ( $Prima_k = PM_k$ ).

## 8.2 Generadores termoeléctricos

El diseño de las ofertas de potencia firme de los generadores térmicos requiere un procedimiento más simple. Una vez determinadas las horas críticas por las que puede pasar el sistema en el horizonte de estudio, datos proporcionados por el modelo GOL, para el bloque de capacidad efectiva a ofertar  $P$  (se consideró un 80% de la potencia instalada), la prima que resulta se presenta en la fórmula (8.4):

$$Prima = \frac{H}{P} \cdot [P \cdot (PR - PE) + (1 - DP) \cdot P \cdot PEN] \quad (8.4)$$

donde:

PR = precio de racionamiento (mills/KWh)

PE= precio de ejercicio (mills/KWh)

H = período crítico (horas)

$P$  = capacidad efectiva de ofertar (KW)

PEN = penalización (mills/KWh)

DP = disponibilidad promedio (%)

Esta fórmula simple aplicada en este estudio, tiene sentido cuando se oferta individualmente, es decir, por unidad térmica.

## 8.3 Metodología

Teniendo clara la cantidad de potencia que cada generador ofertará en la subasta y a qué precios (montos de las primas calculadas anteriormente), se ordenan las ofertas de menor a mayor, hasta lograr captar toda la potencia necesaria que ha determinado subastar el ente regulador. Uno de los aspectos relevantes que se deben considerar antes de realizar una subasta, es la definición de algunos parámetros claves, tales como, el precio de ejercicio. Esta responsabilidad recae, como se ha señalado reiteradamente, en el ente regulador. La manera en que se estimaron para esta simulación, se detalla en la siguiente sección.

Finalmente, se determina el valor de la última prima (prima marginal), que alcanza a ser captada en la subasta. Para poder estimar los ingresos por potencia de todos los generadores, se resta del valor de la prima marginal, los distintos precios

de las primas que cada generador logró vender en la subasta. Luego, cada uno de estos montos, se suman individualmente por cada generador y se obtiene el pago total por concepto de capacidad.

#### **8.4 Determinación de parámetros**

Como se mencionó anteriormente, la determinación de parámetros es fundamental en esta nueva propuesta. Existen dos razones que la justifican. La primera es que los montos asignados a éstos, serán las señales de corto y largo plazo, que el ente regulador entregará al sistema. La segunda razón, es que muchos de éstos parámetros, tales como, la penalización, el costo de falla y el precio de ejercicio, deben conocerse con anterioridad a la subasta. Esto es requisito, conforme lo explicado anteriormente en la propuesta.

Es importante mencionar además, que los parámetros estimados en este capítulo, pretenden ser una propuesta concreta para la aplicación directa de este mercado de capacidad en el Sistema Interconectado Central. Posteriormente, cuando se haga mención al caso base, se estará aludiendo al escenario que considera dichos parámetros.

Los parámetros que se deben determinar son:

a) El costo de falla o racionamiento

Para poder realizar la simulación, se utilizó la información proporcionada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en su informe de los precios de nudo de octubre del 2001. El costo de falla es de 171,8 mills/KWh. Es importante mencionar también, que en el modelo GOL fue incluido el mismo costo de racionamiento [Nudo01].

b) El monto de la penalización [Colo00]

Para poder realizar una estimación razonable de este parámetro, se recurrió a las fórmulas que definen el monto de las primas de los generadores existentes y de los posibles generadores nuevos. Las fórmulas (8.5) y (8.6) son las siguientes:



Generadores Nuevos:

$$P_N = E_r \left[ \int_{p>s} (1 - \lambda_N) \cdot (p - s) dt \right] + E_r \left[ \int_{p>s} \lambda_N \cdot (p - s + pen) dt \right] + C_N \quad (8.5)$$

Generadores ya existentes:

$$P_J = E_r \left[ \int_{p>s} (1 - \lambda_J) \cdot (p - s) dt \right] + E_r \left[ \int_{p>s} \lambda_J \cdot (p - s + pen) dt \right] \quad (8.6)$$

Si observamos los primeros términos de cada una de las ecuaciones, podemos comprender que prácticamente son idénticos. Estos términos representan los ingresos por concepto de energía, que los generadores dejan de percibir cuando el precio de mercado supera al precio de ejercicio. Este monto se asumirá idéntico, tanto para los generadores nuevos, como para los ya existentes en el sistema. Como se expresó anteriormente, los bloques menos seguros de los generadores ya existentes, competirán con los bloques de potencia que eventualmente podrían aportar los nuevos entrantes. Si se igualan los términos de las ecuaciones presentadas anteriormente, omitiendo el primer término por las razones mencionadas y se estiman los términos que componen las ecuaciones, se podría variar la indisponibilidad de los bloques de potencia en función del monto de la penalización. Las fórmulas igualadas se presentan a continuación en la expresión (8.7):

$$E_r \left[ \int_{p>s} \lambda_N \cdot (p - s + pen) dt \right] + C_N = E_r \left[ \int_{p>s} \lambda_J \cdot (p - s + pen) dt \right] \quad (8.7)$$

Los generadores nuevos, fuera de considerar en el cálculo de sus primas las posibles penalizaciones, toman en cuenta un factor adicional  $C_N$ , que representa el ingreso adicional a los pagos de energía necesarios para recuperar la inversión. Este monto se consideró idéntico al costo de ampliar la capacidad instalada en turbina a gas propuesto por la Comisión Nacional de Energía en el informe de octubre del 2001. El monto es de 5,39 US\$/KW-mes en el nudo Maitencillo.

Para poder modelar los factores de indisponibilidad y la aversión al riesgo de los generadores ya existentes y nuevos, se procedió de la siguiente manera:

- El período crítico, que se define como el tiempo en que el precio de mercado es mayor al precio de ejercicio, se consideró de cinco meses, conforme los resultados del modelo GOL.
- $\lambda_N$ , que define la indisponibilidad de los bloques nuevos de potencia, se consideró de 8%, tomando en cuenta que la indisponibilidad de las nuevas centrales de ciclo combinado tienen un factor similar.
- La aversión al riesgo de los generadores nuevos, representada por el término  $E_r$ , se fijó en 1. Esto es debido a que los generadores nuevos ofrecerán bloques de potencia muy seguros, lo que se traducirá en la consideración de un período crítico esperado igual a cinco meses.
- Para determinar la aversión al riesgo de los generadores ya existentes en el sistema, se elaboró la tabla (8.1) que se presenta a continuación:

Tabla 8.1: Aversión al riesgo y porcentaje de indisponibilidad

$\lambda$ (%)	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48
$E_r$	1,00	1,10	1,19	1,29	1,38	1,48	1,57	1,67	1,76	1,86	1,95

El objetivo de esta tabla es mostrar, que mientras mayor sea la indisponibilidad de los bloques ya existentes, mayor será la aversión al riesgo y se considerarán tiempos de indisponibilidad superiores a cinco meses.

Finalmente, considerando todo lo anterior, la fórmula (8.7) queda reducida a la expresión (8.8) que se presenta a continuación:

$$5.39 * 12 * 5 + 730 * 5 * 1 * PEN * 0.08 = 730 * 5 * E_r * PEN * \lambda_J \quad (8.8)$$

Variando la indisponibilidad de los bloques de potencia de los generadores ya existentes  $\lambda_j$ , en función del monto de la penalización, se obtiene el siguiente gráfico que se presenta en la figura (8.1):

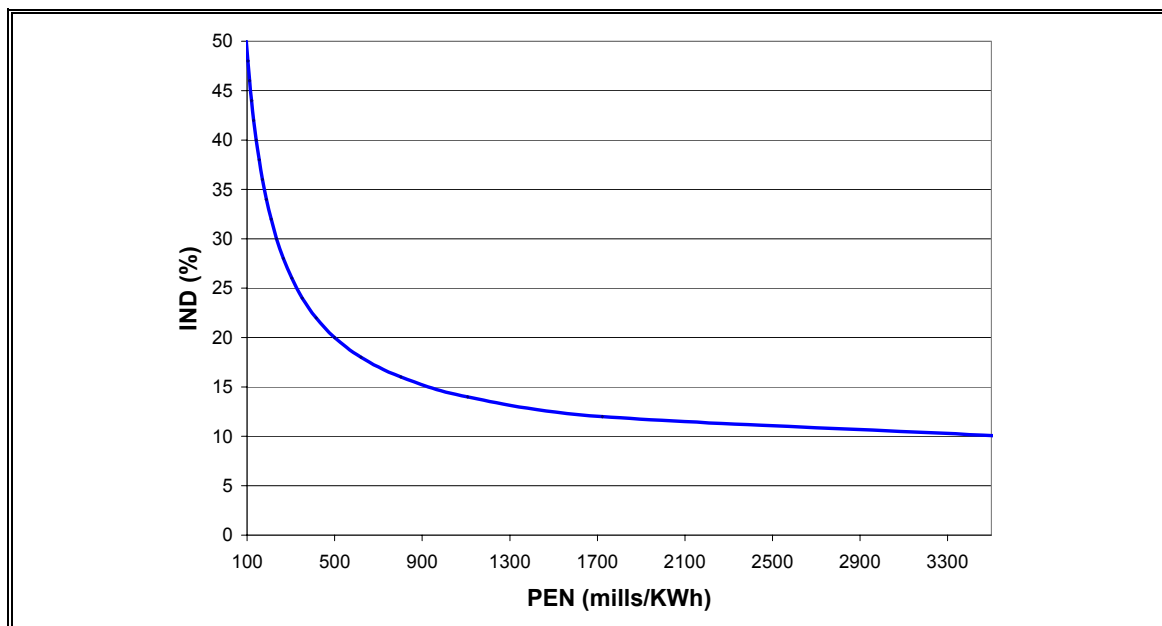


Figura 8.1: Indisponibilidad en función de la penalización

La penalización se fijó finalmente en 135 mills/KWh, lo que se traduce en aceptar bloques de potencia con 40% de indisponibilidad. Una indisponibilidad mayor de los bloques de potencia de los generadores ya existentes, implicará que los bloques de potencia de los nuevos generadores comenzarán a ser competitivos en la subasta.

#### c) Precio de ejercicio de la opción

No existe un procedimiento específico o riguroso para poder fijar el precio de ejercicio de las opciones. Sin embargo, es claro que un precio muy bajo alteraría notoriamente el funcionamiento de corto plazo, debido a que las opciones se podrían ejercer en cada momento. Por esta razón, el precio de ejercicio debe ser alto

e idealmente coincidir con el momento donde el sistema está a punto de entrar en racionamiento. El precio de ejercicio considerado fue de 60 mills/KWh.

#### d) Potencia a contratar

Para poder determinar la demanda por potencia entre los años 2002 y 2006, se utilizaron datos proporcionados por la empresa Gener S.A., las proyecciones de demanda por energía otorgadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y algunos supuestos. Acorde lo sugerido por Gener S.A., se consideró una potencia de 4.400 MW para el año 2002. A partir de esta información y en función de la tasa de crecimiento de la demanda por energía, se proyectó la demanda por potencia para los próximos años. En la figura (8.2) se pueden apreciar los requerimientos de potencia entre los años 1997 y 2001 y la proyección de ésta hasta el año 2006. La línea indica el crecimiento anual de la demanda.

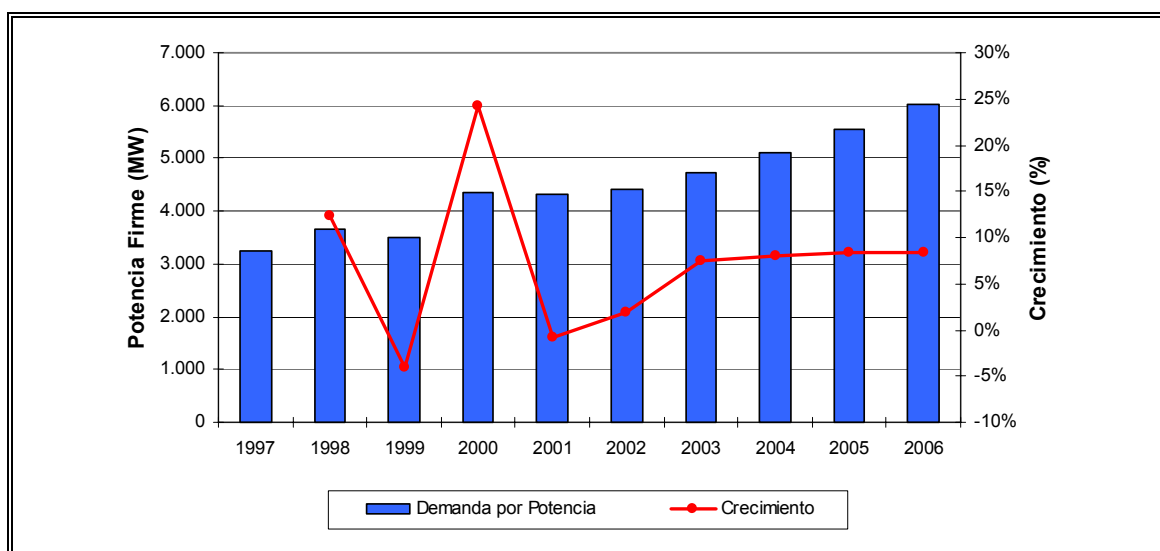


Figura 8.2: Demanda por potencia proyectada

#### e) Precio del dólar

La tasa de cambio considerada en todos los cálculos fue de US\$ 1 = \$670.

## **IX. RESULTADOS Y ANALISIS**

En este capítulo se han incluido cuatro análisis de resultados. El primero de ellos corresponde al caso base, donde se presentan los resultados obtenidos a partir de la simulación de la subasta convocada para cubrir los requerimientos del año 2002. Un segundo análisis se realiza en función de los resultados obtenidos en la simulación del año 2002 y los pagos por potencia otorgados en el SIC durante el año 2001 a las empresas participantes del sistema. Se comparan volúmenes de dinero involucrados, distribución de los pagos por tecnología y empresa, entre otros. Un tercer análisis de resultados presentado, es la sensibilidad de algunos parámetros importantes que se consideran en la subasta. Principalmente se refiere a la penalización y al precio de ejercicio de la opción. Lo que se pretende, es mostrar qué tipo de señales se entregan al mercado al variar los parámetros mencionados anteriormente. Posteriormente, se incorpora un último análisis, donde se incluyen variados resultados tras simular cinco subastas anuales entre los años 2002 y 2006. El objetivo es estudiar la evolución de la composición del parque eléctrico, en función de las señales que entrega el ente regulador, para poder cuantificar el efecto de éstas en una ventana de tiempo de cinco años.

### **9.1 Resultados caso base**

Los resultados presentados a continuación, corresponden a la simulación de la subasta convocada para el año 2002. La curva del mercado de opciones resultante se presenta en la figura (9.1). Los parámetros considerados son aquellos descritos en el capítulo anterior.

- Precio de ejercicio, PE = 60 mills/KWh
- Precio de racionamiento, PR = 171.8 mills/KWh
- Penalización, PEN = 135 mills/KWh
- Período crítico, H = 3.68 meses (1642.5 horas)
- Potencia a subastar, PS = 4.400 MW
- Tasa de cambio, 1US\$=\$670

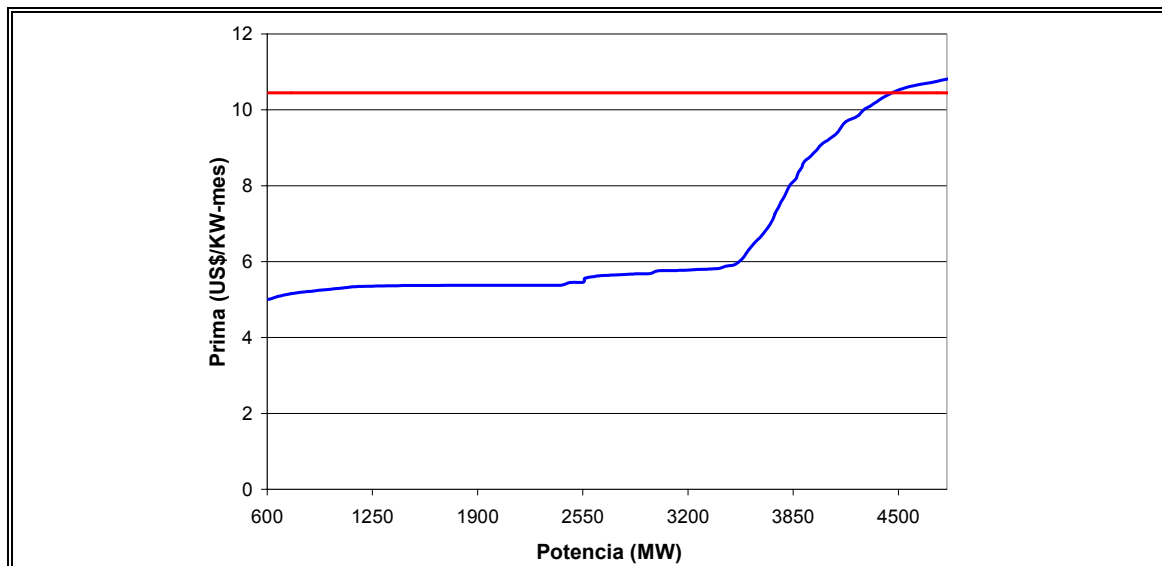


Figura 9.1: Curva del mercado de capacidad, caso base

La línea ascendente representa la curva del mercado de capacidad. Son los diferentes precios de las opciones que se van adjudicando en la subasta conforme los requerimientos de potencia. En el momento en que se consigue subastar toda la potencia deseada, en este caso 4400 MW, la subasta concluye y se puede determinar el precio de despeje, es decir, el precio de la última opción aceptada. Este precio está definido por la línea horizontal. Con el precio de despeje se pagará a todas las ofertas que han sido aceptadas en el proceso descrito.

La prima más barata captada en esta subasta fue de 5 US\$/KW-mes. La prima marginal, en cambio, fue de 10,44 US\$/KW-mes. De esta situación se deduce, que el bloque más seguro de potencia recibió, por concepto de pago por capacidad, un monto de 5,44 US\$/KW-mes. Este valor es similar al costo de ampliar la capacidad instalada de una turbina a gas, estimado por la CNE en la fijación de precios de nudo de octubre recién pasado, que es de 5.39 US\$/KW-mes en el nudo de Maitencillo.

Es de vital importancia tomar en cuenta para una correcta interpretación de los datos, que si bien es cierto, el pago por potencia es similar al estimado por la CNE, no todos los bloques de potencia reciben el mismo pago por capacidad.

Anteriormente, se mencionó que el bloque más firme de potencia adjudicado en la subasta, recibió un pago por concepto de capacidad de 5,44 US\$/KW-mes. En la subasta simulada, el total de generadores ofertaron 50 diferentes precios de primas. Luego, es importante señalar, que a medida que los bloques de potencia son más riesgosos, el valor de la prima se incrementa y, por lo tanto, el pago por potencia que reciben los generadores es menor. Esto se debe, a que éstos obtienen un pago por capacidad por cada opción que logran vender en la subasta, igual a la diferencia entre la prima marginal y el precio de la prima que ellos ofertaron. En la figura (9.2) se presenta la evolución del pago por potencia, en función del número de precios de primas aceptadas en la subasta. Se aprecia que el pago por potencia que recibe una prima de precio 3.058 \$/KW-mes (4,56 US\$), que corresponde al precio número veinte ofertado en la subasta, es considerablemente menor al recibido por el primer bloque de potencia 3.645 \$/KW-mes (5,44 US\$/KW-mes).

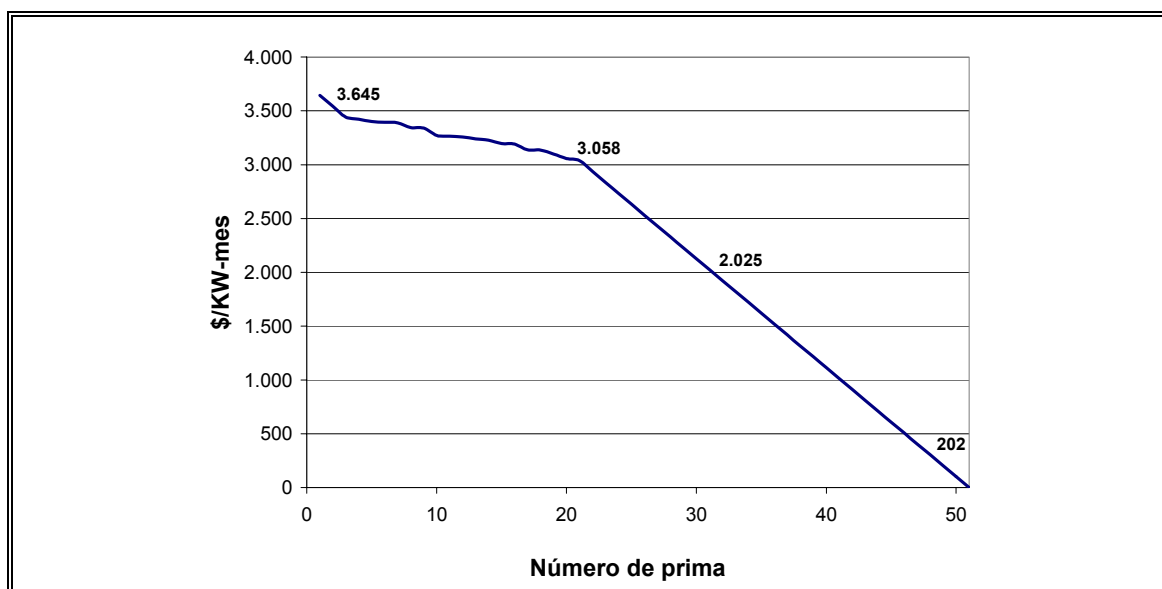


Figura 9.2: Evolución del pago por potencia por opción

## **9.2 Comparación entre el pago actual de potencia y el propuesto**

A continuación se realizará una comparación entre el método propuesto de opciones para el pago y distribución de los ingresos por capacidad y el método imperante en Chile. Se consideró el pago por potencia del año 2001. Éste considera la resolución de la divergencia suscitada al interior del CDEC-SIC, con respecto a la metodología utilizada para calcular los aportes de potencia firme. Los datos de potencia firme fueron provistos por la empresa Gener S.A.. El informe de precios de nudo de octubre pasado, provisto por la CNE, se utilizó para los cálculos de los ingresos de los generadores. Por otra parte, los datos utilizados de la simulación para la comparación, corresponden a los resultados obtenidos de la subasta convocada para el año 2002. Se resta importancia al hecho de comparar dos pagos de años diferentes, debido a que la capacidad instalada del parque generador se considera igual en ambos casos.

La primera comparación que se muestra en la figura (9.3), es entre los ingresos que obtienen las empresas participantes del sistema, respecto del tipo de pago aplicado. Las dos primeras conclusiones que se pueden obtener luego de mirar los resultados presentados, es que los volúmenes de dinero destinados al pago por potencia, se mantienen prácticamente iguales. El pago actual por potencia del año 2001 asciende a 245 millones de dólares, mientras que el pago por capacidad asignado mediante el método propuesto, es de 232 millones de dólares. La segunda conclusión que se puede extraer, se refiere a la distribución de los pagos por potencia. Se observa claramente, que los ingresos por potencia de las distintas empresas, en ambos escenarios de pago, siguen una tendencia parecida. Las empresas Gener S.A., Guacolda S.A., S.E. Santiago y San Isidro S.A., reciben un mayor ingreso por potencia, al considerar el pago mediante opciones de capacidad. Por el contrario, las empresas Colbún S.A., Pehuenche S.A. y aquellas agrupadas bajo el nombre de Otros (empresas con capacidad instalada muy pequeña), reciben un pago por potencia menor. Por su parte, la empresa Endesa obtiene prácticamente los mismos ingresos por potencia en ambos tipos de pago.



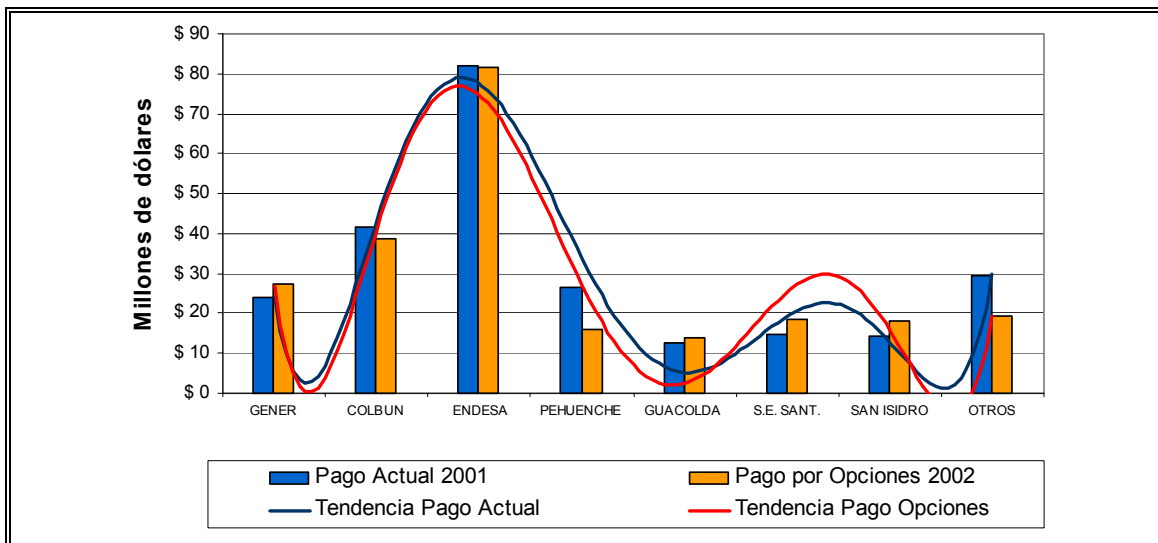


Figura 9.3: Comparación pago actual 2001 – Opciones 2002

Un segundo análisis efectuado, es la observación la distribución de la potencia firme asignada a cada una de las empresas que participan en el Sistema Interconectado Central. El gráfico se presenta a continuación en la figura (9.4):

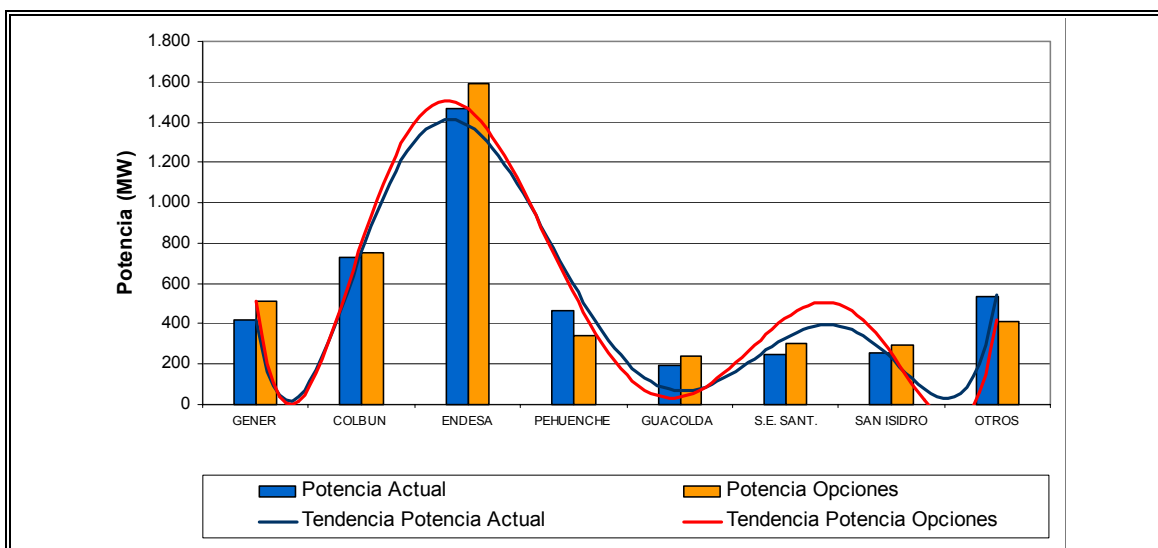


Figura 9.4: Potencia firme por empresa

Se puede apreciar, que la distribución de la potencia firme por empresa sigue una tendencia muy similar para ambos tipos de pagos. Las empresas más favorecidas son Endesa, Gener S.A., Colbún S.A., Guacolda S.A., S.E. Santiago y San Isidro S.A., debido a que el pago por opciones considera un mayor aporte de potencia firme al sistema que el pago imperante. Las empresas agrupadas bajo el concepto de Otros y Pehuenche S.A., se ven levemente perjudicadas.

La pregunta de fondo que es necesario hacer en este análisis, es aquella que logre responder el por qué algunas empresas están siendo perjudicadas o favorecidas con esta nueva modalidad, entendiendo que, de todas maneras, los volúmenes y la distribución de los ingresos se mantienen razonablemente similares al pago imperante. En la figura (9.5) se presenta el siguiente gráfico:

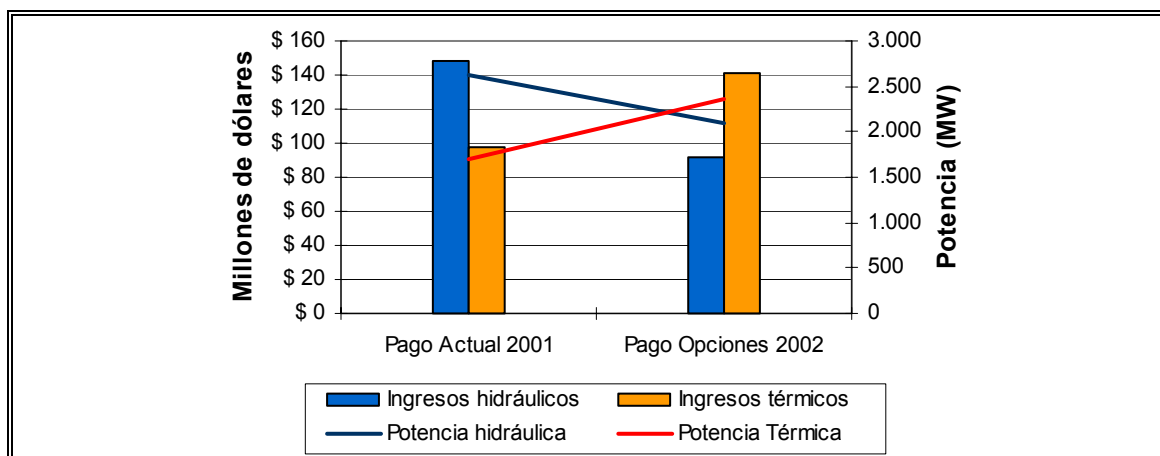


Figura 9.5: Comparación entre térmicos e hidráulicos

Lo que se puede concluir del gráfico anterior, es que los pagos por potencia y la potencia firme asignada son diferentes en cada propuesta. Mientras que para la potencia firme asignada en el pago 2001, existe una marcada diferencia entre los aportes hidráulicos y térmicos, predominando el aporte de los primeros, el pago por opciones 2002 tiende a igualar los aportes por potencia firme de ambos bandos. Cabe destacar, de todas maneras, que el aporte de potencia firme de los generadores térmicos en el pago por opciones es mayor. Ahora bien, la principal diferencia radica

en la distribución de los ingresos entre generadores térmicos e hidráulicos. En el pago imperante, dado que se asigna más potencia firme a los generadores hidráulicos, los ingresos recibidos por éstos son proporcionalmente mayores a los obtenidos por los generadores térmicos. En el sistema propuesto de opciones de capacidad, a pesar que la potencia firme asignada a los generadores térmicos e hidráulicos es semejante, los ingresos por potencia no son proporcionales a la potencia comprometida. Esto trae como consecuencia, que los generadores térmicos reciban mayores ingresos. Lo que explica esta situación, es el hecho que los bloques de potencia no reciben el mismo pago por capacidad, ya que éste está estrechamente relacionado con la seguridad que posee el bloque en cuestión. En la figura (9.6) se presenta un gráfico que pretende entregar mayores antecedentes para comprender lo señalado anteriormente en relación al pago por opciones 2002. Se muestra la cantidad y el tipo de potencia que se fue subastando, en función de los precios de las primas ofertadas.

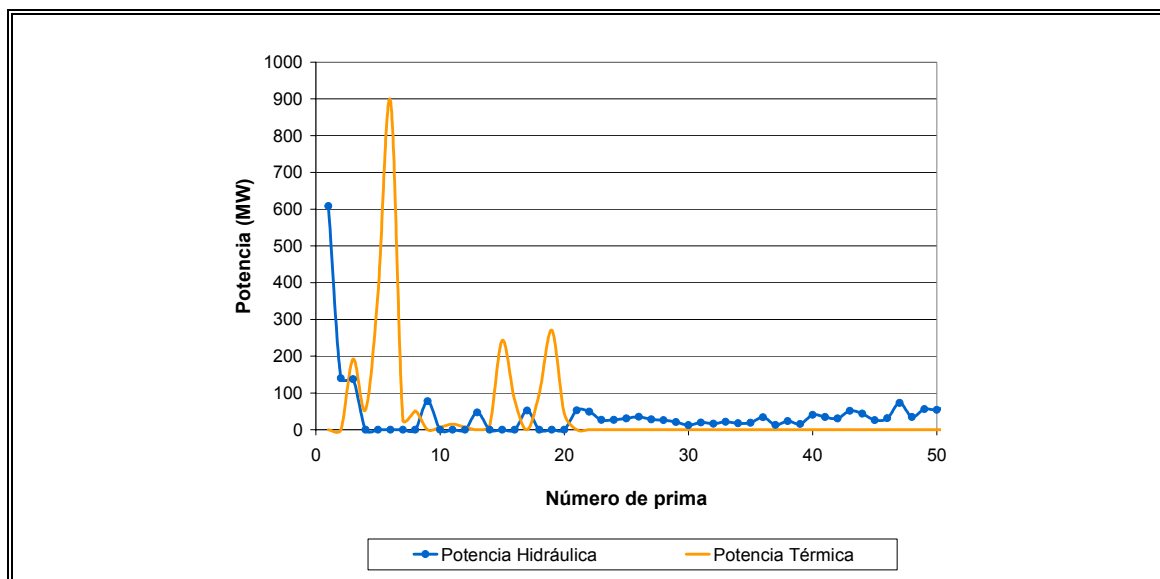


Figura 9.6: Distribución de la potencia subastada

Se supone que los precios de las primas están ordenados de menor a mayor. En primera instancia, todos los bloques de potencia adjudicados, son de

generadores hidráulicos, puesto que las primas asociadas a dichos bloques, poseen un precio bajo, producto de la seguridad intrínseca de éstos. Posteriormente, existe una concentración de opciones ofertadas por generadores térmicos. Finalmente, los últimos bloques contratados en la subasta, corresponden a bloques de potencia hidráulicos, pero con un alto riesgo asociado. Éstos últimos, reciben un pago por potencia pequeño y es lo que explica que, proporcionalmente, los generadores térmicos reciban más ingresos por este concepto. Esta situación puede observarse desde otro punto de vista, si se comparan los ingresos por potencia percibidos en función de las diferentes tecnología para generar energía eléctrica. En la figura (9.7) presentada a continuación, se explicita lo descrito:

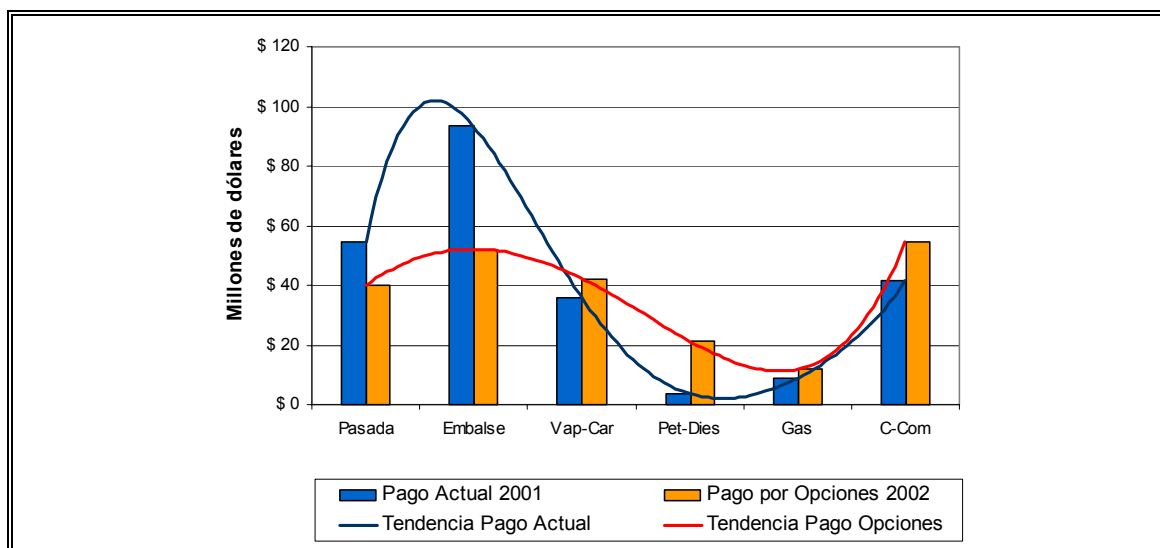


Figura 9.7: Comparación pago por tecnología

Si bien es cierto, la tendencia de la distribución de los pagos por tecnología es similar entre el pago por potencia realizado el año 2001 y el pago propuesto, las diferencias entre los ingresos percibidos por tecnología es apreciable. En general, el pago por opciones financieras tiende a uniformar el pago para las diferentes tecnologías. Con respecto a la generación hídrica, tanto las tecnologías de embalse como las de pasada, reciben menor cantidad de ingresos con el nuevo sistema propuesto. Las centrales hidroeléctricas de embalse son las que se ven más

perjudicadas, ya que no pueden comprometer toda su potencia instalada, producto de la fuerte variable hidrológica asociada. Es importante mencionar, que no todas las tecnologías de generación térmica fueron tomadas en consideración para éste análisis. Sólo se consideraron aquellas que tenían una contribución mayor de potencia al sistema. Así, se puede apreciar que las tecnologías de generación térmica del tipo ciclo combinado, gas, vapor carbón y petróleo diesel, resultan beneficiadas en este nuevo pago por capacidad.

Finalmente, el último estudio que se presenta en esta sección, es una comparación entre los pagos promedio por potencia que recibe cada empresa, en función del método imperante y el propuesto. Para el año 2001, el pago promedio por capacidad fue de 4,74 US\$/KW-mes, mientras que para el 2002 fue de 4,35 US\$/KW-mes. Esta situación se aprecia en la figura (9.8) que se presenta a continuación. Las líneas horizontales que se pueden apreciar en el gráfico propuesto, son los valores anteriormente mencionados. Las otras líneas, representan el pago promedio por potencia recibido por las empresas, por cada KW-mes. Considerando el pago por opciones propuesto, solo las empresas S.E. Santiago y San Isidro S.A. recibieron un mayor ingreso por capacidad, por cada KW-mes. Todo el resto de las empresas reciben mayores ingresos por cada KW-mes con el sistema imperante.

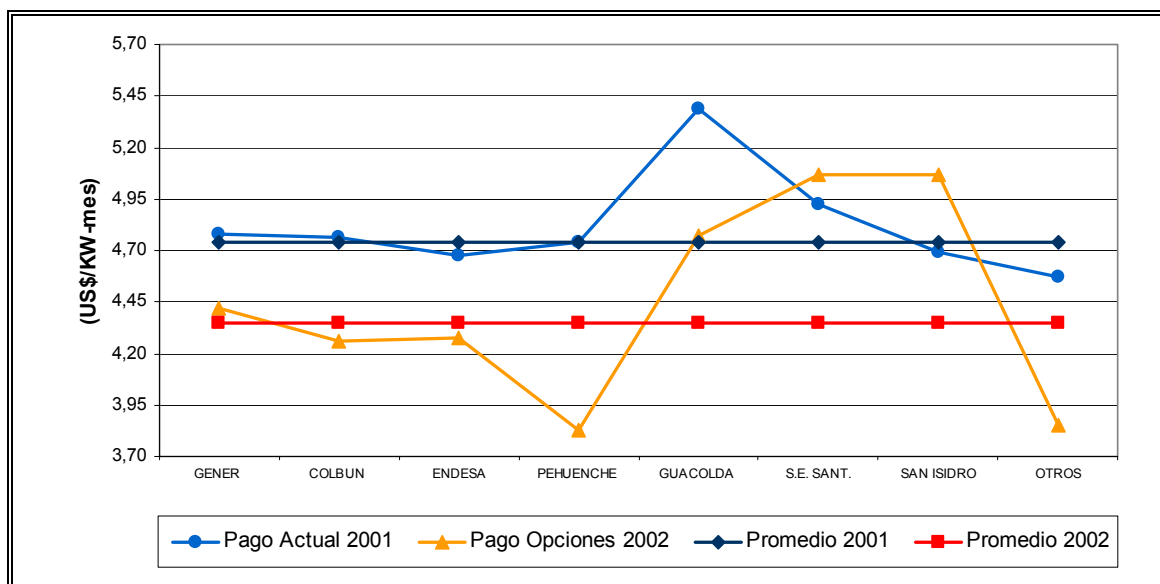


Figura 9.8: Pago potencia promedio

### 9.3 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad que se efectuará a continuación, tiene por objetivo principal, mostrar la incidencia que pueden tener variables, tales como la penalización, el precio de ejercicio de la opción y el precio de racionamiento en los resultados anteriormente presentados. Un adecuado estudio de sensibilidad, permite dotar al ente regulador de herramientas útiles para entregar señales claras al mercado. Las decisiones que tome el ente regulador, referidas específicamente al valor que asigne a las variables que anteriormente fueron mencionadas, determinará en gran medida la composición del parque generador en el largo plazo y la seguridad de éste.

Todos los análisis de sensibilidad se realizan a partir de la subasta simulada para el año 2002 y se han considerado los mismos valores que los utilizados para el caso base.

El primer análisis de sensibilidad que se presenta, es la variación del precio de ejercicio. El resultado se observa a continuación en la figura (9.9):

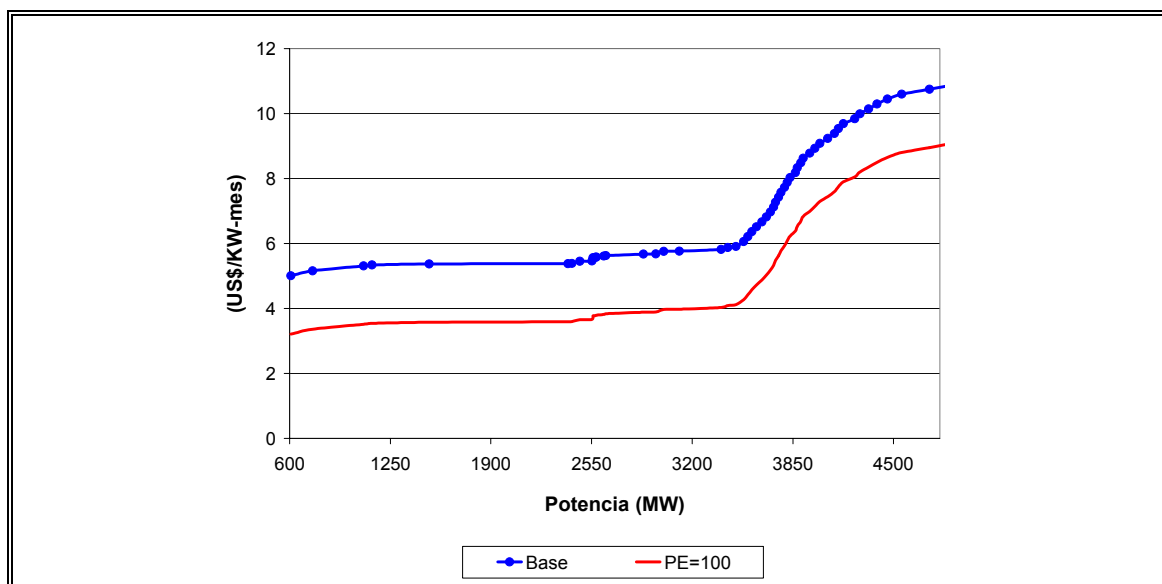


Figura 9.9: Curva del mercado de capacidad, variación del precio de ejercicio

Un incremento de este parámetro, implica un desplazamiento de la curva hacia abajo. Dado que la forma de la curva no sufre modificación alguna, los pagos por capacidad se mantienen exactamente iguales. La razón de esto reside en la forma de cálculo de dichos pagos, ya que se resta del valor de la prima marginal, el precio de la opción aceptada en la subasta. Se puede concluir entonces, que al aumentar el precio de ejercicio, la única implicancia recae sobre el mercado de energía. La primas ofertadas por los generadores son más baratas, puesto que existe una menor probabilidad que el precio de la energía en el mercado spot supere al precio de ejercicio. Esto se traducirá en una mayor volatilidad de los ingresos de los generadores por concepto de energía.

Otra sensibilidad se refiere al precio de racionamiento. Los parámetros del caso base se consideraron iguales y sólo se incrementó el valor del parámetro sensibilizado. En la figura (9.10) se pueden ver los resultados:

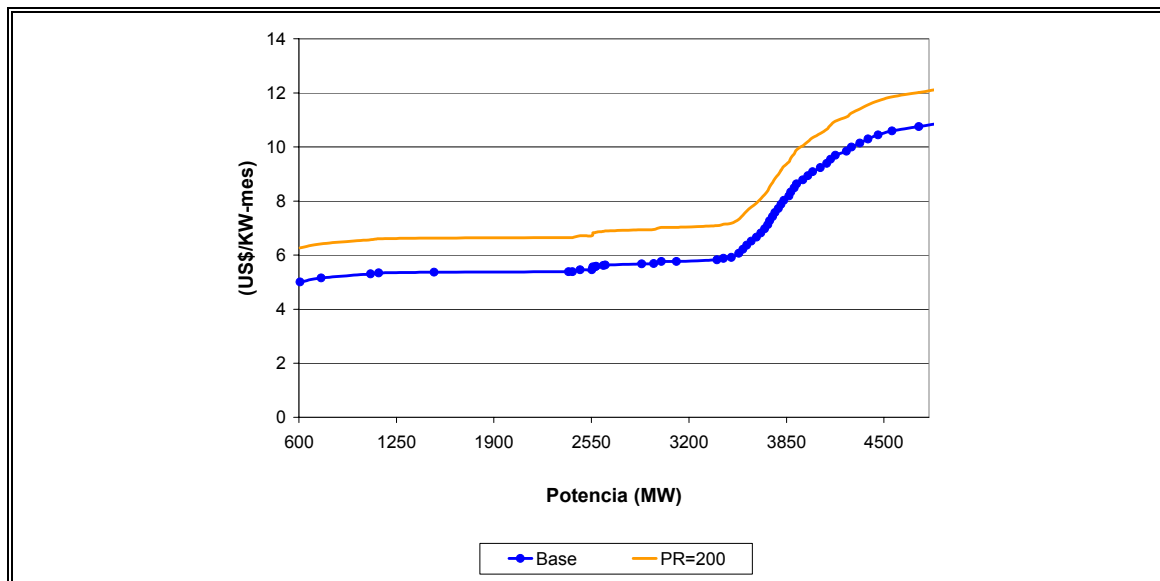


Figura 9.10: Curva del mercado de capacidad, variación del precio de racionamiento

Al incrementar el valor del precio de racionamiento, se obtiene un efecto perfectamente contrario sobre el aumento en el precio de ejercicio. La primera variación, produce un movimiento ascendente sobre la curva del mercado de capacidad, pero al igual que en el caso anterior, no se producen deformaciones en ésta. Las consecuencias de esta situación, son un pago por potencia exactamente igual y una disminución de la volatilidad de los ingresos que reciben los generadores por concepto de energía. Luego, se puede concluir que el aumento del precio de racionamiento, es equivalente a la disminución del precio de ejercicio y viceversa.

Un tercer análisis que se realizó en este capítulo, fue observar cómo se comportaba la curva del mercado de capacidad con respecto a las variaciones de la penalización. En la figura (9.11) se presentan dos situaciones, una de disminución y la otra de incremento en el monto de la penalización. En ambas curvas se puede apreciar que la variación de dicho parámetro, a diferencia de las anteriores, genera un cambio en la forma de la curva, el cual se acrecienta al final de la misma, cuando los bloques de potencia asociados poseen mayor riesgo.



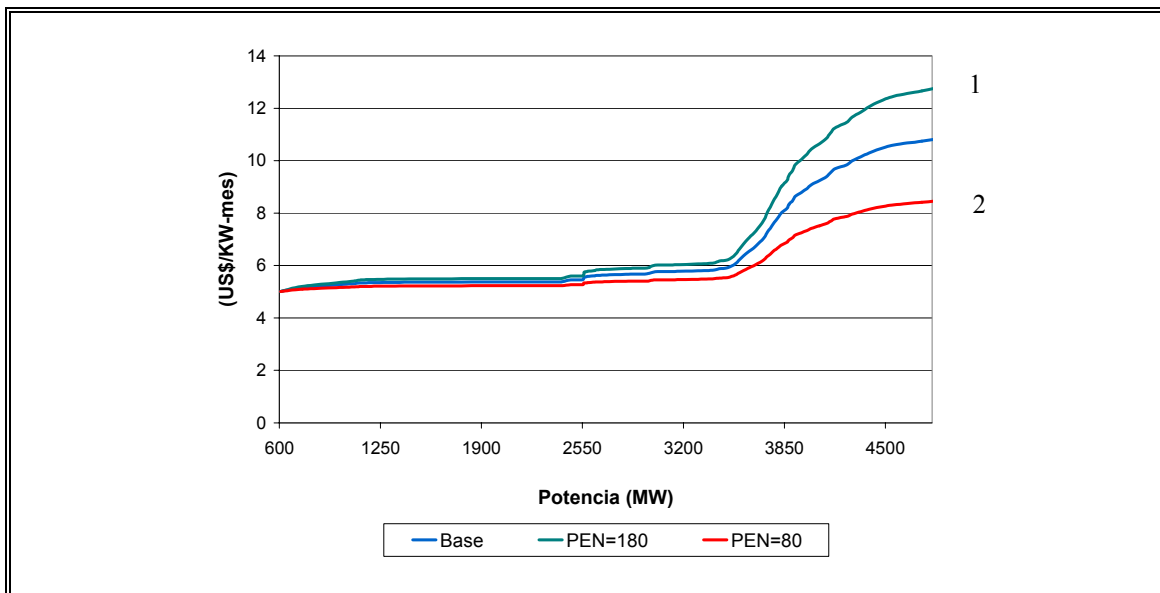


Figura 9.11: Curva del mercado de capacidad, variación de la penalización

A partir del gráfico presentado en la figura anterior, se pueden extraer preliminarmente algunas conclusiones. Al observar la línea número uno, que representa la curva del mercado de capacidad considerando una penalización de 180 mills/KWh, es decir un aumento respecto de valor utilizado en el caso base, se puede apreciar que el valor de la última prima aceptada en la subasta será mayor que el valor de la prima aceptada en la subasta del caso base. Una situación contraria se observa en la curva número dos, que considera una penalización de 80 mills/KWh. Podemos observar además, que el valor de la primera prima aceptada en la subasta, tiene el mismo precio, independientemente de la penalización que se considere. Esto se debe, a que los primeros bloques de potencia, ofrecidos por los generadores hidráulicos, tienen una probabilidad de indisponibilidad extremadamente baja y no están expuestos a cambios en sus precios por variaciones de la penalización. Luego, en la medida que los bloques de potencia sean más inseguros, las variaciones en el valor de la penalización afectarán directamente el precio de éstos. Ahora bien, se ha ilustrado el efecto de las variaciones de los valores de la penalización sobre la curva del mercado de capacidad, pero es necesario cuantificar la implicancia sobre los pagos por capacidad. Se desprende del gráfico anterior, que un aumento en la penalización produce un aumento en el valor de la prima de despeje y por lo tanto,

un aumento en el volumen de los pagos por potencia. A continuación, en la figura (9.12) se presenta un gráfico donde se ilustra lo explicitado:

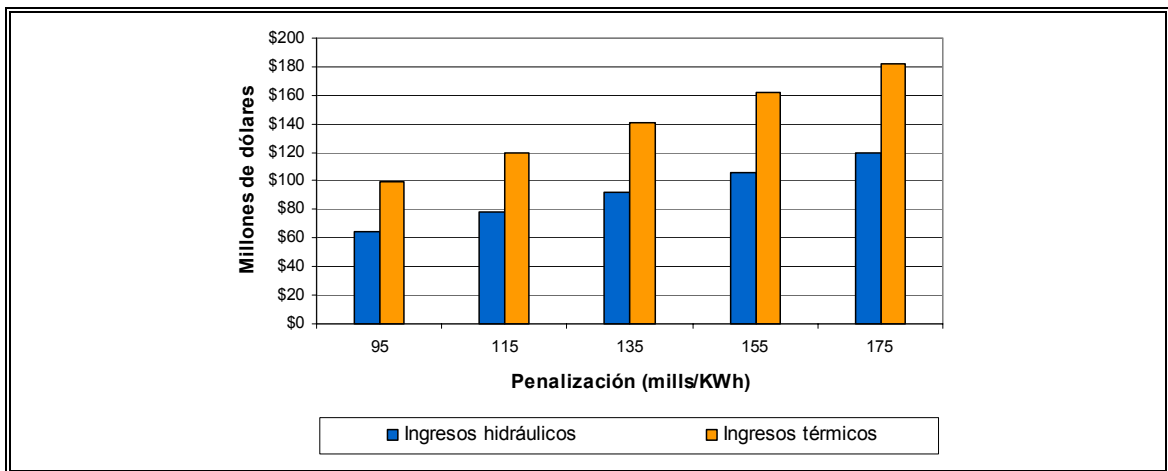


Figura 9.12: Ingresos por potencia

Se pueden apreciar en el gráfico, los ingresos de los generadores térmicos e hidráulicos en función de los distintos valores de la penalización. Existe una relación lineal entre el volumen de ingresos por capacidad y los valores de las penalizaciones. Además, se observa que la distribución de los ingresos por potencia entre generadores térmicos e hídricos se mantiene igual, sin importar el valor de este parámetro. Esta situación es extremadamente importante, si se observa desde la perspectiva del ente regulador. El aumento de las penalizaciones o la disminución de éstas, provocará un cambio en los volúmenes de dinero a repartir por concepto de potencia, pero no un cambio en la distribución de estos ingresos con respecto a empresas y tecnologías involucradas en el sistema. En la siguiente figura (9.13) se ilustra lo planteado:

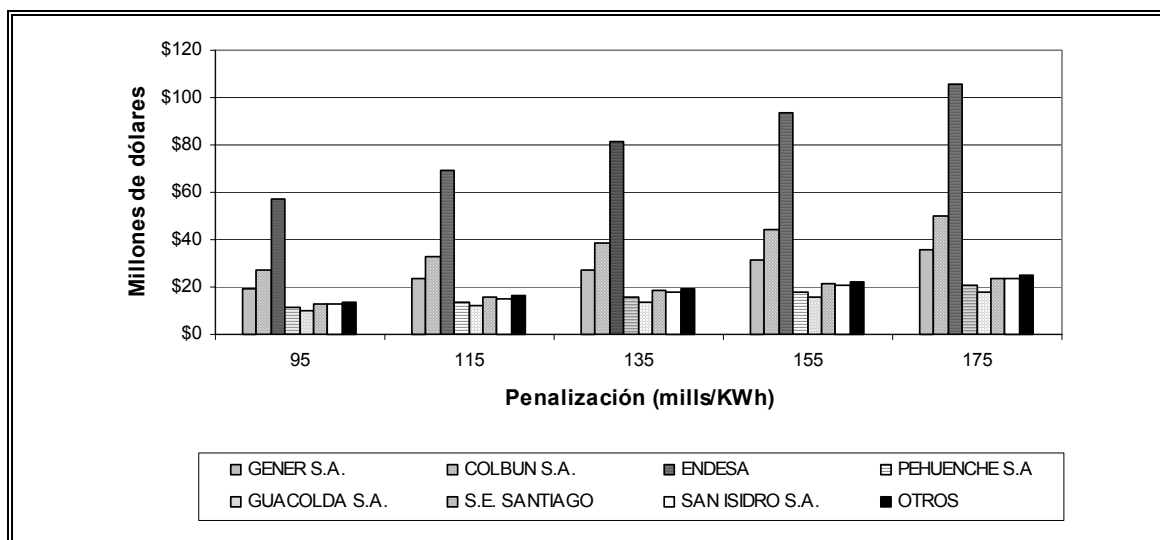


Figura 9.13: Ingresos por empresa

Se observa que las principales empresas participantes del SIC, reciben mayores ingresos por potencia en función del valor de la penalización. Esta tendencia sigue un comportamiento lineal. Se aprecia también, que la distribución de los ingresos mantiene una estructura constante, no importando el valor considerado de la penalización. La misma situación se observa con respecto a las distintas tecnologías asociadas a la generación eléctrica.

Analizando los efectos de la variación del monto de la penalización sobre una subasta en particular, en este caso sobre la del 2002, vemos que fuera de los incrementos o disminuciones de los montos de dinero a repartir por concepto de capacidad, no existen otros cambios aparentes sobre la estructura del parque generador. Por este motivo, en la última sección de este capítulo se presenta una simulación de cinco subastas, correspondientes a los años 2002 al 2006. La idea es analizar con mayor profundidad, los posibles escenarios futuros que podrían suscitarse a partir de las modificaciones que se proponen al pago por potencia actual.

Antes de introducirse en el último análisis de este capítulo, es importante mencionar la relevancia del monto de la penalización en el mercado de corto plazo. Si bien es cierto, se ha discutido acerca de su importancia como un modo efectivo

de entregar señales adecuadas para inversiones en el largo plazo, es fundamental entender que este monto juega un rol esencial en la seguridad del sistema. El motivo principal de aplicar una penalización sobre aquellos generadores que, pese a haberse comprometido, no están disponibles en los períodos donde el precio spot de la energía supera al precio de ejercicio, es obligar a los generadores a ser responsables en sus ofertas. Los períodos donde el precio spot supera al de ejercicio, están asociados a momentos donde existe un grado de probabilidad que la demanda supere a la oferta de energía. Los generadores están expuestos a multas si no están disponibles con su potencia en estos momentos. Por lo tanto, mientras mayor sea la penalización considerada, mayores serán los incentivos para que los generadores sean realistas a la hora de comprometer su potencia. En un escenario ideal, es decir, pensando que los generadores se comportarán “adecuadamente”, el ente regulador podría confiar que el sistema se encuentra funcionando con un nivel de seguridad elevado.

El término de suficiencia o capacidad instalada adecuada del parque generador, es el tema que se ha desarrollado en este capítulo. Otros aspectos, tales como, los tiempos necesarios para la partida e incrementos de carga de las unidades, que permitan responder ante fallas de corta duración del sistema, no han sido abordados directamente, pero están incluidos en el modelo propuesto.

Los generadores tienen por delante, la interesante tarea de estimar adecuadamente cual es el valor real del producto que ellos quieren entregar al mercado. Dicho valor se ve reflejado en el precio de las primas que éstos ofertarán en la subasta que el ente regulador convoque. Siempre existe el riesgo que un generador no esté disponible, pese a haberse comprometido a ello. Este riesgo es el que cuantifica el generador a la hora de ofertar, de modo que las pérdidas esperadas por concepto de penalización y las ganancias no percibidas en el mercado de energía, sean cero. Este es el punto sensible del análisis, debido a que el riesgo depende de numerosos factores, entre los que destacan las características técnicas del generador. Un generador nuevo con tecnología de punta, probablemente estará más seguro que un generador más viejo, de poder abastecer potencia en todo momento. Esto afectará directamente el precio de las primas ofertadas y finalmente los ingresos que se reciban por concepto de potencia firme.

De esta manera, se puede concluir que el modelo propuesto para el pago por capacidad, presenta incentivos suficientes para promover los conceptos de suficiencia y seguridad, aunque es difícil establecer qué proporción del pago corresponde a cada uno de éstos. Sin embargo, está claro que ambos son tomados en consideración e incentivados a través del pago propuesto. El monto y la proporción de este pago dependerá fuertemente de la consecuencia que exista entre el valor de la prima ofertada y la realidad técnica del generador que ofreció la opción. Desde este punto de vista, la responsabilidad de definir los montos de pago por capacidad y la distribución de éstos, es una tarea que se entrega al mercado de los generadores existentes y a los supuestos competidores que deseen entrar al sistema. La libre competencia suscitada entre los agentes del mercado, trae como resultado el beneficio global que ella garantiza.

A continuación se presenta un último análisis, que desarrolla la simulación del escenario para los próximos cinco años, en caso de adoptarse el pago por capacidad vía opciones financieras en el Sistema Interconectado Central.

#### **9.4 Análisis en el tiempo**

Se realizó una simulación de cinco subastas comprendidas entre los años 2002 y 2006. Se consideraron los mismos parámetros que los utilizados en el caso base, salvo la potencia subastada. En el capítulo VIII, está explicado el método empleado para calcular los requerimientos de potencia del SIC hasta el año 2006. Todos los análisis se efectúan considerando un parque generador estático, salvo donde se especifica lo contrario.

El primer gráfico que se presenta a continuación en la figura (9.14), muestra los ingresos por potencia de los generadores térmicos e hidráulicos, en función de las subastas realizadas cada año:

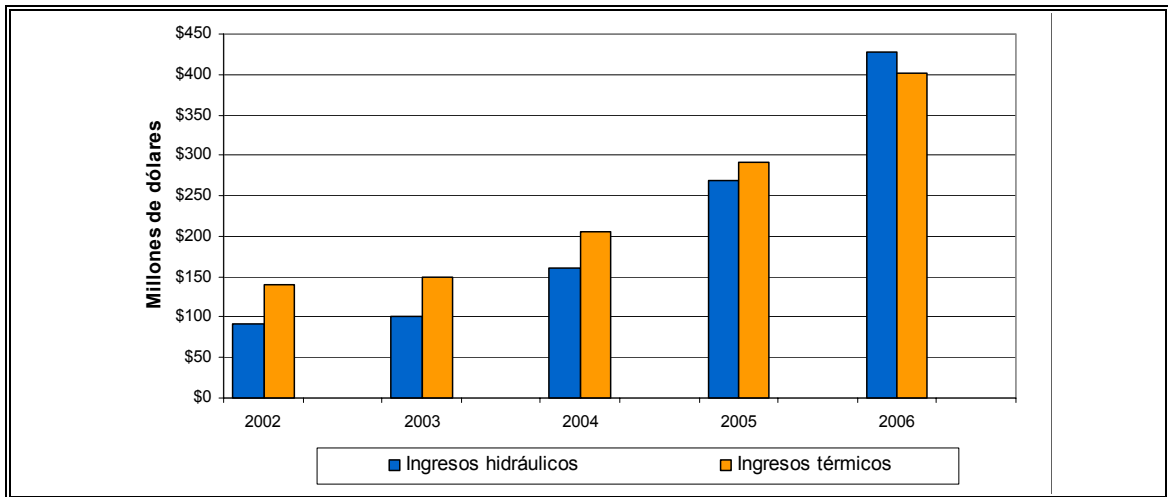


Figura 9.14: Ingresos por potencia térmica e hidráulica

Dado que se subasta más potencia, el pago correspondiente es mayor cada año y se aprecia que poco a poco, la diferencia de ingresos por este concepto, entre generadores térmicos e hidráulicos, es cada vez menor, hasta que finalmente en el año 2006, los hídricos reciben mayores ingresos que los térmicos. Para poder entender mejor la razón que explica la situación anteriormente planteada, se presenta en la figura (9.15) un gráfico donde se muestra la potencia firme adjudicada entre los generadores térmicos e hidráulicos.

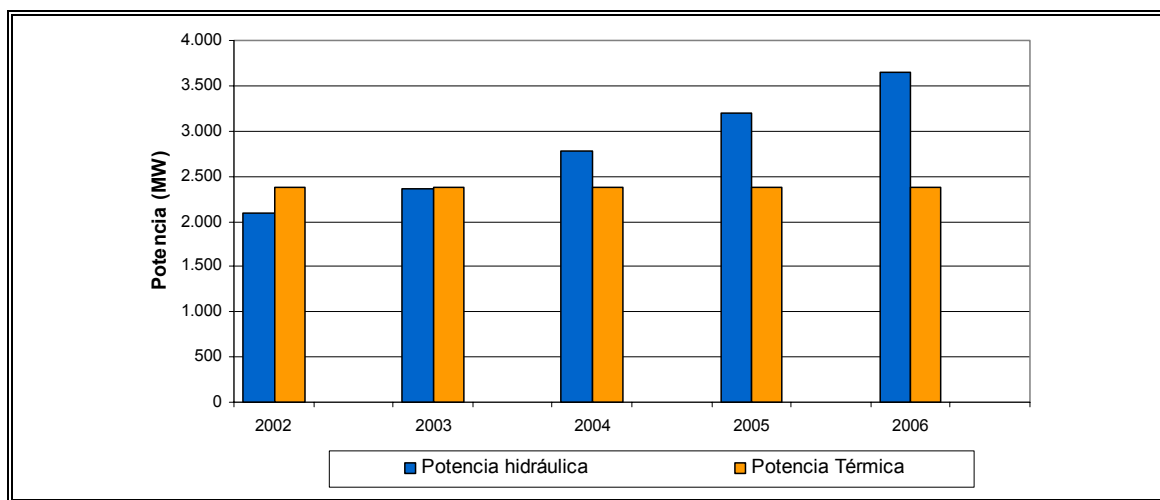


Figura 9.15: Potencia subastada entre térmicos e hidráulicos

Las ideas que se extraen de éste gráfico son principalmente dos. La primera es que el parque generador poco a poco comienza a ser insuficiente, dados los nuevos requerimientos de la demanda. Los generadores térmicos ofertan una cantidad de capacidad que tiene la misma probabilidad de no estar disponible, por lo tanto, todos los bloques de potencia ofrecidos por un mismo generador poseen un precio idéntico. Dado que este costo es menor que el precio de las primas que los generadores hidráulicos ofertan por sus bloques de potencia riesgosos, la totalidad de la capacidad térmica queda aceptada en la subasta. Esta situación se mantiene en el tiempo. Ahora bien, puesto que es necesario suplir la demanda por potencia, el ente regulador se ve obligado a aceptar bloques de capacidad con un elevado riesgo, correspondientes a los presentados por los generadores hidráulicos (se está considerando un parque generador estático). Luego, el resultado final se traduce en una prima de despeje de mayor valor. Esta es la razón que explica, que los generadores hidráulicos logren adjudicarse mayor potencia e ingresos a partir de los años 2004 y 2006, respectivamente. El hecho que ambas situaciones no sucedan simultáneamente, se debe a que no todos los bloques de potencia reciben el mismo monto por capacidad, el cual es proporcional a la seguridad de éstos.

La situación anteriormente desarrollada, evidentemente tiene consecuencias sobre la distribución de los ingresos por empresa y por tecnología.

Los pagos por capacidad comienzan a mudarse desde un tipo de tecnología o empresa hacia otra, además de presentarse un incremento del volumen total de los ingresos por capacidad. A modo de ejemplo, se presentan a continuación en la figura (9.16), los ingresos percibidos por potencia correspondientes a las principales tecnologías presentes en el SIC y en función de los distintos años:

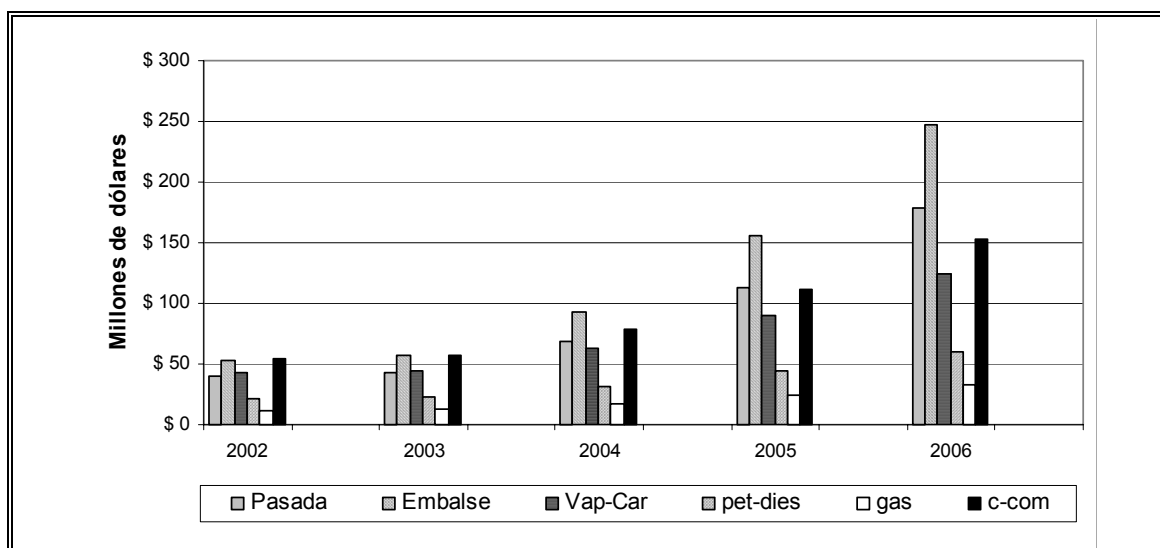


Figura 9.16: Ingresos por tecnología

La primera situación que se advierte, es el incremento del pago por capacidad, debido a los motivos presentados anteriormente. Al observar el escenario del año 2002, se puede apreciar que la tecnología de generación de ciclo combinado recibe mayores ingresos, seguida de las tecnologías de embalse, vapor-carbón y pasada. Ahora bien, al trasladarse hacia el año 2006, la situación cambia notablemente, pues las tecnologías de embalse y pasada lideran por sobre la generación en base a vapor-carbón y ciclo combinado.

Se ha explicado anteriormente, entre otros aspectos, que de mantenerse el parque generador constante en el tiempo, los pagos por potencia aumentarían en una proporción mayor al incremento de la demanda por ésta. Esto se debe básicamente



al aumento del valor de la prima marginal. Esta situación se presenta en la figura (9.17):

Las columnas representan la demanda máxima por potencia a través de los años, mientras que la línea, corresponde al pago promedio de la potencia firme por cada KW-mes:

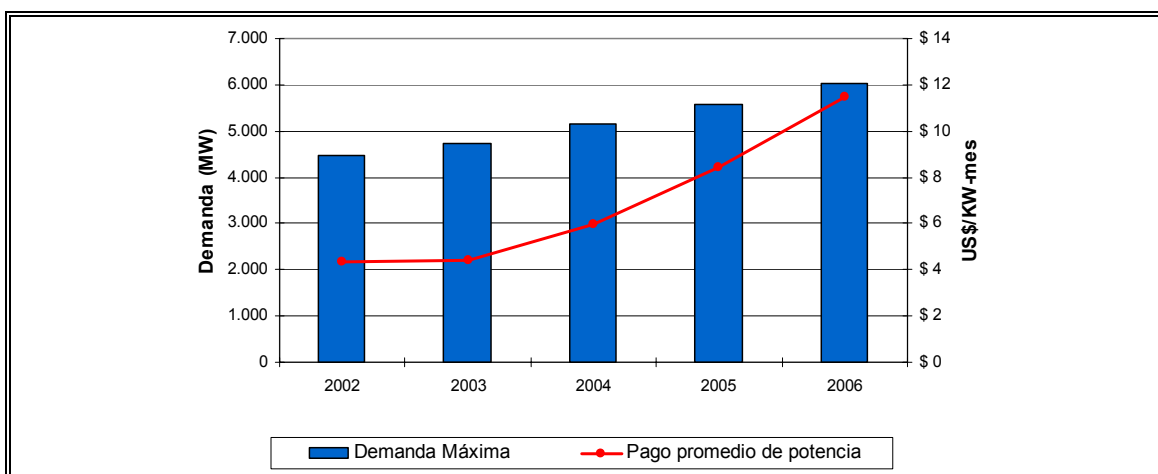


Figura 9.17: Pago promedio por KW-mes

Del gráfico se desprenden varias ideas. La primera de ellas, es que a partir del 2004, el pago por potencia promedio por cada KW-mes, comienza a incrementarse año a año en forma sumamente acelerada. Si se observa el gráfico de la figura (9.15) y se presta particular atención al año 2004, se ve la coincidencia que existe entre la mayor cantidad de potencia firme adjudicada por parte de los generadores hidráulicos respecto de los térmicos y el incremento en el pago por potencia por cada KW-mes. Esto confirma de alguna manera, todo lo señalado anteriormente. Ahora bien, si se visualiza lo que está sucediendo en la figura (9.17), se puede concluir, que de mantenerse estático el parque generador, los pagos por potencia por cada KW-mes aumentarían constantemente, hasta que finalmente, hubieran generadores nuevos dispuestos a integrarse al sistema. Estos generadores

entrantes, seguramente competirían con los bloques de potencia más riesgosos y de mayor valor, ofertados por los generadores hidráulicos. Luego, el parque generador comenzará a cambiar en su composición y las condiciones para las próximas subastas serían diferentes.

Volviendo a la figura (9.17) se aprecia que a partir del año 2004 existen mayores incentivos para los generadores interesados en invertir. La pregunta que sería interesante plantear, es si existe alguna manera de crear incentivos antes del año 2004 o definitivamente postergarlos para los años siguientes. La respuesta es positiva, debido a que el ente regulador, mediante la penalización que fije previamente, puede determinar los volúmenes de dinero destinados al pago por potencia. En la figura (9.18) que se presenta a continuación, se aprecia la incidencia del valor de la penalización sobre el pago promedio por cada KW-mes:

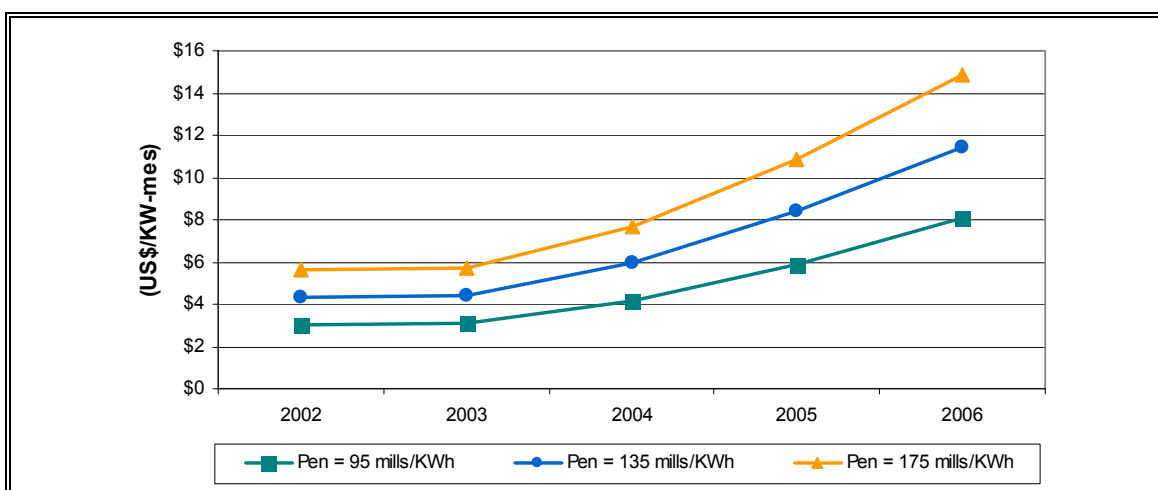


Figura 9.18: Pago promedio por KW-mes en función de la penalización

Considerando los parámetros estimados para el caso base y manteniendo un parque generador estático, se modificó el monto de la penalización para observar cómo variaba el pago por capacidad. Los resultados están a la vista, por ejemplo, fijando la penalización en 95 mills/KWh, se obtiene un pago por potencia de 6 US\$/KW-mes hacia el año 2005. Este mismo nivel de remuneraciones

se logra en los años 2004 y 2002 con penalizaciones de 135 mills/KWh y 175 mills/KWh, respectivamente. La consecuencia directa de esta situación, es que la responsabilidad directa de buscar los montos adecuados que permitan incentivar las inversiones en el parque generador, es tarea del ente regulador. Uno de los aspectos positivos que ofrece el sistema propuesto y que facilita la tarea de éste, es la posibilidad de realizar todos los años una subasta. Esto permite, sobre todo al comienzo, ir encontrando poco a poco los equilibrios necesarios entre los distintos agentes involucrados en el mercado.

Finalmente, para terminar con el análisis de resultados, se realizó una última simulación donde se muestra la influencia de los nuevos generadores en el mercado. La idea es visualizar la incidencia sobre el valor de la prima marginal y los posteriores pagos por potencia. Además, es de vital importancia verificar si los nuevos entrantes al sistema, pueden vender opciones en la subasta y recuperar parte de la inversión inicial mediante el pago por potencia.

Para la simulación se consideraron dos nuevos entrantes al sistema, uno hidráulico y otro térmico. El primero es un generador con características similares a la central generadora Colbún, con una capacidad instalada de 400 MW. Para efectos de simulación, los aportes de energía para cada una de las cuarenta hidrologías de este nuevo generador, se consideraron iguales a los aportes de la central Colbún. Con el procedimiento explicado en el capítulo VIII, se estableció la potencia de los bloques a ofertar. Es importante destacar que los precios de las primas que este generador nuevo ofrecerá al mercado, fueron levemente incrementados, respecto del cálculo original. La razón de esto, es que los nuevos entrantes intentarán recuperar la inversión inicial mediante un aumento de la prima de los bloques de potencia que oferten al mercado. El segundo generador entrante al sistema es térmico, con una capacidad instalada de 300 MW y una tasa de disponibilidad del 90,8%. Estos datos son similares a los que presentan las centrales térmicas de ciclo combinado de última generación, que en los últimos años se han incorporado al SIC. El cálculo del precio de las primas ofertadas en la subasta por este generador, es análogo al explicado en el capítulo VIII, aunque también se consideró un incremento de los precios por las mismas razones expuestas anteriormente.

A continuación, en la figura (9.19) se presenta un gráfico que muestra la evolución del pago por potencia promedio por cada KW-mes. En un caso se considera la entrada de los nuevos generadores y en el otro no. Es importante señalar que los resultados mostrados consideran los parámetros del caso base:

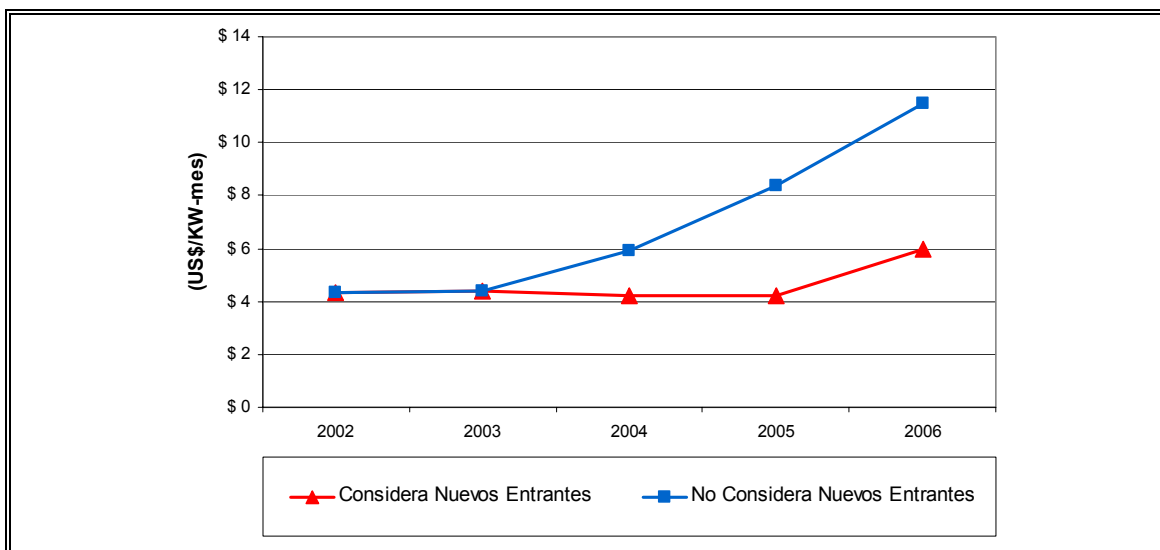


Figura 9.19: Pago promedio por KW-mes

En el gráfico se aprecia claramente la entrada de los nuevos generadores a partir del año 2004. Al existir mayor oferta de potencia, lógicamente los precios de ésta bajan producto de la competencia por vender opciones en las subastas convocadas por el regulador. En el escenario que considera nuevos generadores, se observa que en el año 2006, es posible que nuevamente sea necesario la incorporación de nuevos generadores, debido a la escasez de potencia, que se traduce en un alza del precio de ésta. Esta situación puede ser prevista por el ente regulador y corregida parcialmente por un aumento en la penalización. Por ejemplo, si el ente regulador decidiera aumentar la penalización en la subasta convocada en el año 2005, eventualmente podrían existir inversionistas que estén dispuestos a ingresar al parque generador, ya que aumentaría el valor de la prima marginal y se pagaría más dinero por cada KW-mes firme. Esta acción traería como consecuencia que en el año 2006 la capacidad instalada del parque generador sea la adecuada y garantice un

suministro seguro durante el año. Nuevamente es importante destacar, que el modelo propuesto presenta la gran ventaja de poder convocar anualmente a una subasta y cambiar los parámetros involucrados en ésta. A continuación, en la figura (9.20) se muestra la variación del pago promedio por potencia, a partir de un incremento en el monto de la penalización de 135 mills/KWh a 175mills/KWh, a contar del año 2005:

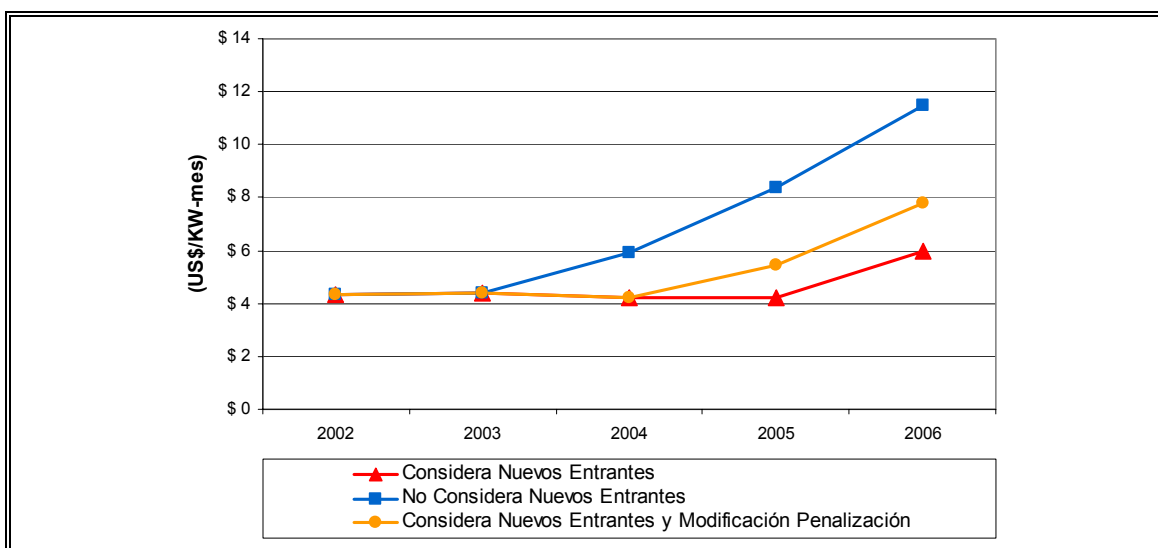


Figura 9.20: Pago promedio por KW-mes

Se puede apreciar que un alza de la penalización en el año 2005, tuvo una implicancia directa en el pago promedio por potencia firme por cada KW-mes. Eventualmente esta situación podría motivar la entrada de nuevos generadores al SIC en el futuro.

Finalmente y antes de desarrollar la idea final de todo lo expuesto hasta este momento en el análisis de resultados, se presenta la figura (9.21), que muestra los ingresos percibidos por potencia firme por las empresas participantes del sistema e incluye a los nuevos generadores entrantes en el año 2004. La idea es apreciar que estos generadores sí perciben remuneraciones por capacidad y, de alguna u otra manera, aseguran la recuperación de la inversión inicial. Esta situación es fundamental que se produzca y garantice que los inversionistas se decidan a

materializar las inversiones en el parque generador. Los parámetros que se han considerado, son los utilizados en el caso base, salvo la penalización que se ha modificado de 135 mills/KWh a 175 mills/KWh en el año 2005.

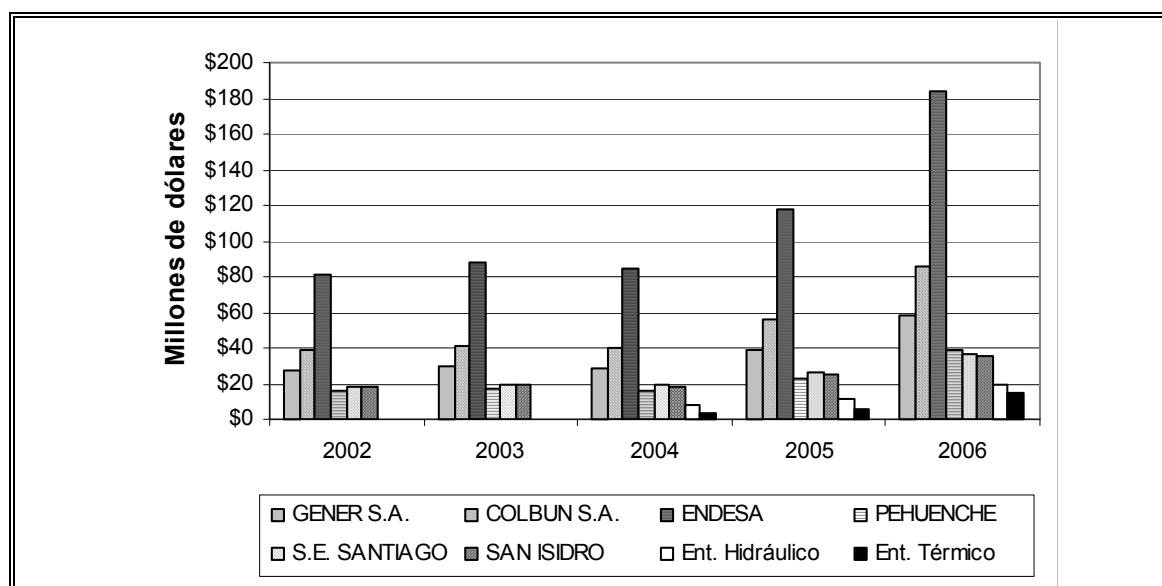


Figura 9.21: Ingresos por potencia firme por empresas

Se aprecia que los generadores entrantes están percibiendo pagos por capacidad a partir del año en que se incorporaron al sistema. Producto del incremento en los pagos promedios por concepto de potencia, éstos cada año son mayores. Lo expuesto anteriormente permite concluir, que el pago por capacidad mediante opciones financieras, garantiza a los nuevos entrantes incentivos suficientes para invertir en potencia instalada. Además, no hace distinción entre generadores térmicos e hidráulicos, aunque siempre privilegiará aquellas tecnologías que permiten generar más económica y eficientemente.

A la luz de todo lo presentado en este capítulo, se pueden concluir tres ideas fundamentales, que sustentan la factibilidad de llevar a cabo el sistema de pago propuesto.

La primera de ellas, se refiere al hecho de estar frente a un sistema que ofrece soluciones razonables. La prueba de ello se encuentra en la comparación que se realizó con el pago por potencia efectuado en el año 2001 en el Sistema Interconectado Central. A pesar de existir variaciones entre los dos tipos de pagos, los resultados obtenidos mediante el pago por opciones financieras, no fueron extremadamente diferentes a los existentes y eso, en alguna medida, sustenta la nueva propuesta como un alternativa viable de ser practicada en nuestro país.

La segunda idea que es importante destacar, es la existencia de herramientas efectivas por parte del ente regulador para emitir señales claras al mercado generador. Un adecuado y transparente comportamiento de las autoridades que estén a cargo de fijar los valores, tales como, la penalización y el precio de ejercicio, entre otros, garantiza un funcionamiento del mercado, tanto a nivel del corto como del largo plazo.

Por último, la tercera idea que nace de todo este análisis, es la importancia de una participación directa de los generadores del sistema, motivando la competencia y los equilibrios asociados a ésta. Los generadores son responsables de estimar sus aportes de potencia reales en los momentos críticos por los que posiblemente pase el sistema y, además, se comprometen a cumplir con lo pactado en función de las reglas que el ente regulador establezca en la subasta, particularmente lo que se refiere al monto de la penalización. Una penalización mayor, generará un aumento en la aversión al riesgo por parte de los generadores y promoverá un espíritu más conservador entre éstos.

## **X. COMENTARIOS FINALES**

El objetivo de este capítulo es la realización de una síntesis de las principales ideas desarrolladas en la presente memoria. Se han incluido además, los posibles desarrollos a futuro, que permitirían ampliar la propuesta presentada.

El estudio comienza primeramente, con una justificación al pago por capacidad. Se observa que, en un mercado ideal deberían producirse los incentivos necesarios para que nuevos generadores inviertan en capacidad, sin embargo, en un mercado real éstos tienden a la subinversión. En consecuencia, para poder atraer y asegurar nueva capacidad instalada, es necesario incluir el pago por capacidad.

En segundo lugar, se presenta un análisis con una comparación entre los distintos mercados eléctricos que han adoptado diferentes pagos por capacidad. Dicha comparación se basa sobre diversos parámetros, tales como, seguridad, suficiencia y aceptabilidad, entre otros. La conclusión que se desprende a partir de esto, es el hecho que no existe una propuesta perfecta para solucionar todos los aspectos involucrados en un problema inmensamente complejo. Todas las soluciones son parciales y se ajustan más o menos adecuadamente a la realidad de cada país.

Luego, se desarrolla el tema central de la memoria. Pago por capacidad vía opciones financieras. Esta propuesta se enmarca dentro de las diversas formas que este pago ha adoptado en los diferentes modelos imperantes en el mundo. En este sentido y en coherencia con lo mencionado anteriormente, pretende ser una alternativa más eficiente y no una solución definitiva al problema enunciado.

En relación al desarrollo del modelo propuesto se pueden destacar diversos aspectos ventajosos:

Primeramente, la competencia que se produce entre los generadores a la hora de vender su potencia en las subastas. Ello permite entregar al mercado, la responsabilidad de determinar los montos de pago por potencia y la distribución de éstos, liberando al ente regulador de una de las tareas que más conflictos ha producido en los mercados eléctricos que han incluido este pago. La simulación realizada, permitió visualizar en alguna medida, la interacción



suscitada entre los generadores participantes del sistema. Sin embargo, una de las falencias que posee, es el hecho de haber tomado en consideración para los generadores hídricos, únicamente el riesgo asociado a las hidrologías. Por otra parte, con respecto a los generadores térmicos, sólo se consideró la tasa de indisponibilidad promedio para calcular las primas ofertadas. Un futuro estudio que se propone, es la simulación de la aversión al riesgo de los distintos agentes que participan del sistema y el análisis de la influencia de este factor, en relación a los precios de las primas ofertadas.

Con esta nueva simulación, los resultados podrían reflejar de manera más acertada, las hipotéticas situaciones reales. Probablemente, la competencia que se produciría entre los agentes del sistema, obedecería no sólo a la capacidad de potencia que posean los generadores, sino también, al nivel de riesgo que son capaces de asumir.

Una segunda idea que es relevante mencionar a partir de la propuesta presentada, es la disponibilidad de herramientas efectivas que posee el ente regulador, para dar señales claras de inversión al mercado. En este sentido, la simulación resultó plenamente satisfactoria. Se apreció con claridad, que un aumento en la penalización, trae como resultado un incentivo mayor para invertir en capacidad. Esta situación es de gran importancia, debido a que, si bien es cierto, el ente regulador puede intervenir en las señales que entrega al mercado, dicha intervención es indirecta. El monto total asignado al pago por potencia, junto con la distribución de éste, estará siempre regido por las leyes de la oferta y la demanda, alcanzando los conocidos beneficios y equilibrios. De esta manera, se evita la intervención del regulador en aquellos temas que tradicionalmente han generado conflictos, pero manteniendo un cierto control sobre las directrices que se quieren otorgar al mercado de corto y largo plazo.

Otro aspecto que llama la atención al revisar los resultados obtenidos en la simulación, es el traspaso de los ingresos por potencia desde los generadores hidráulicos, hacia los generadores térmicos. Esto se aprecia al comparar el pago por potencia del año 2001 y el propuesto. La justificación de esta situación, radica en que los generadores hidráulicos sólo pueden ofertar algunos bloques de potencia competitivos. El resto de la capacidad instalada está asociada fuertemente al riesgo de las hidrologías. Ahora bien, este traspaso de ingresos podría verse disminuido, si

en las ofertas se considera la aversión al riesgo propia de cada generador. En la simulación que se presentó en este estudio, todos los generadores hidráulicos poseen el mismo nivel de riesgo. Sin embargo, si se considera que es posible, que alguno de los generadores asuma más riesgo, ofertará consecuentemente bloques de potencia más competitivos y capturará mayores ingresos por potencia. En este sentido, se refuerza la idea de realizar una simulación que considere las posibles decisiones y posturas que puedan asumir, no sólo los generadores a modo de entes separados, sino también las empresas que participan del parque generador.

Finalmente, el último comentario tiene relación con el mercado de energía. Este estudio se centró en el pago por capacidad, por lo tanto, todos los análisis y sensibilidades apuntaron a comprender la implicancia de algunos parámetros sobre este pago. Ahora bien, la propuesta de opciones de capacidad también tiene por objetivo, proteger la demanda de las repentinas alzas de precios en el mercado de energía. En este sentido, se podrían realizar numerosos estudios, que permitan comprender mejor cuáles son las implicancias de una política de este tipo sobre los generadores y consumidores. Concretamente, se propone analizar la influencia de los parámetros de precio de ejercicio de la opción y de precio de racionamiento, sobre la volatilidad de los ingresos por energía de los generadores. Otro de los posibles futuros estudios a realizar, es el análisis del grado de influencia real de la penalización en la toma de decisiones de corto plazo de los generadores, con el objetivo de visualizar cómo ella afecta la seguridad del sistema.



## BIBLIOGRAFIA

- [Esta00] Centro de Despacho Económico de Carga, Sistema Interconectado Central (2000) **Estadísticas de Operación 1991-2000**.
- [Nudo01] Comisión Nacional de Energía (2001) **Fijación de Precio de Nudo SIC (Octubre 2001)**.
- [Dive01] Comisión Nacional de Energía (2001) **Resolución de la divergencia suscitada al interior del Centro de Despacho Económico de Carga**. Sistema Interconectado Central.
- [Door00] Doorman, Gerard L. (2000) **Peaking Capacity in Restructured Power Systems**. Universidad Noruega de Ciencias y Tecnología.
- [Hobb01] Hobbs, Benjamin F. y Iñon, Javier (2001) **Issues concering ICAP and alternative approaches for power capacity markets**. The Johns Hopkins University.
- [Olme00] Olmedo, Juan Carlos (2000) **Tesis de Magíster en desarrollo**. Pontificia Universidad Católica, Santiago, Chile.
- [Oren00] Oren, Shmuel S. (2000) **Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets**. VII Simposio para especialistas en operación eléctrica y planificación de la expansión. 21-26 Mayo, Curitiba, Brasil.
- [PUC01] Pontificia Universidad Católica de Chile (2001) **Trabajos de Investigación curso de Mercados Eléctricos**.
- [Rivi01] Rivier, Michel, Pérez-Arriaga, Ignacio J. y Vázquez, Carlos (2001) **A market approach to long-term security of supply**. Pontificia Universidad de Comillas. Madrid, España.

- [Colo00] Rivier, Michel y Pérez-Arriaga, José Ignacio (2000) **Estudio cargo por capacidad en Colombia**. Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España.
- [Rivi00] Rivier, Michel, Pérez-Arriaga, Ignacio J. y Vázquez, Carlos (2000) **On the use of pay-as-bid auctions in California**. Pontificia Universidad de Comillas. Madrid, España.
- [Repo00] Sistema Interconectado de Pennsylvania, New Jersey y Maryland (2000) **Anual Report of PJM Interconnection**. <<http://www.pjm.com/>>
- [Sode00] Söder, Lennart (2000) **Who should be responsible for generation capacity addition?**. Royal Institute of Technology.