



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA

# **PAGO POR CAPACIDAD CONSIDERANDO DISPONIBILIDAD DE CENTRALES ELÉCTRICAS**

**FRANCISCO JAVIER MOYANO PÉREZ**

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

Profesor Supervisor:  
**HUGH RUDNICK V.D.W.**

Santiago de Chile, 2002



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

# **PAGO POR CAPACIDAD CONSIDERANDO DISPONIBILIDAD DE CENTRALES ELÉCTRICAS**

**FRANCISCO JAVIER MOYANO PÉREZ**

Memoria presentada a la Comisión integrada por los profesores:

**HUGH RUDNICK V.D.W.**

**JUAN MANUEL CONTRERAS S.**

**JUAN CARLOS OLMEDO H.**

**DAVID WATTS C.**

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

Santiago de Chile, 2002

A mi familia, por su gran apoyo.

## **AGRADECIMIENTOS**

En el desarrollo de esta memoria conté con la colaboración y apoyo de muchas personas, sin las cuales, este trabajo no hubiese sido igual.

Especialmente, me gustaría agradecer a mi profesor guía, Hugh Rudnick Van de Wingard, por sus consejos y absoluta disponibilidad y junto a él, agradecer a Juan Manuel Contreras, Gerente Comercial de Electroandina, por sus importantes aportes.

Quiero agradecer también a Carlos Altimiras Ceardi por su colaboración en el estudio de estas materias y finalmente, a mi familia por su incondicional apoyo y preocupación durante toda mi carrera.

## INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA .....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
INDICE DE TABLAS .....	vii
INDICE DE FIGURAS.....	viii
RESUMEN.....	x
ABSTRACT .....	xi
I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. EVOLUCIÓN HACIA EL PAGO POR CAPACIDAD.....	5
III. DIFICULTADES DEL PAGO POR CAPACIDAD.....	8
IV. MODELOS DEL 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 .....	21
4.7 Comparación .....	23
V. CASO CHILENO .....	30
5.1 Introducción .....	30
5.2 Marco conceptual.....	32
5.2.1 Confiabilidad .....	32
5.2.2 Suficiencia .....	33
5.2.3 Seguridad .....	33

5.3	Planteamientos y posiciones presentadas a la CNE .....	35
5.3.1	Potencia firme como señal de inversión y suficiencia.....	35
5.3.2	Potencia firme como señal de inversión y seguridad.....	35
5.4	Análisis de la normativa.....	36
5.4.1	Referencias de la potencia firme en el DFL N°1 de 1982 .....	36
5.4.2	El decreto supremo N°6 de 1985 .....	37
5.4.3	El decreto supremo N°327 de 1997 .....	39
5.4.4	Conclusiones del análisis legal .....	42
5.5	Relación conceptual entre suficiencia, seguridad y potencia firme .....	42
5.5.1	Otras consideraciones .....	43
5.5.2	Tratamiento recomendado por la CNE .....	45
5.6	Conclusiones y motivaciones del estudio .....	46
VI.	MODELO PJM.....	47
6.1	Descripción del modelo PJM .....	47
6.1.1	Participantes del sistema.....	48
6.1.2	Descripción de los mercados .....	50
6.1.3	Descripción del pago por capacidad de PJM.....	58
6.2	Elementos claves del modelo PJM.....	66
6.3	Análisis del Mercado de Capacidad de PJM.....	68
6.3.1	Poder de mercado en el Mercado de Capacidad.....	70
VII.	APLICACION DEL MODELO PJM EN CHILE.....	76
7.1	Escenario de simulación.....	76
7.2	Antecedentes generales del SING.....	77
7.3	Simulación del modelo PJM en el SING .....	81
7.3.1	Explicación de la Simulación .....	81
7.3.2	Datos de la simulación.....	86
7.3.3	Resultados de la simulación.....	92
7.3.4	Comparación con el pago por capacidad actual chileno.....	106
7.3.5	Nuevos entrantes.....	112
VIII.	CONCLUSIONES.....	121
	BIBLIOGRAFIA.....	124

A N E X O S.....	126
Anexo A : TASAS DE DISPONIBILIDAD GENERADORES – SING .....	127
Anexo B : PERIODOS DE MANTENCIÓN.....	128
Anexo C: FACTORES DE PENALIZACIÓN .....	129

## INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 4.1: Comparación entre tipos de mercados .....	25
Tabla 6.1: PJM – Valores Mercado de Capacidad.....	69
Tabla 6.2: PJM – Volumen transado en Mercado de Capacidad .....	69



## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 6.1: PJM – Esquema Mercado de Energía.....	57
Figura 6.2: PJM – Clasificación potencia instalada.....	62
Figura 6.3: PJM – Esquema Mercado de Capacidad .....	65
Figura 6.4: PJM – Paralelo diario – mensual Mercado de Capacidad .....	71
Figura 6.5: PJM – Subasta .....	73
Figura 7.1: SING – Capacidad instalada.....	78
Figura 7.2: SING – Distribución generación .....	79
Figura 7.3: Esquema simple simulación .....	82
Figura 7.4: Diagrama de flujos simulación.....	83
Figura 7.5: PJM – LMP Promedio .....	88
Figura 7.6: PJM – LMP máximo.....	90
Figura 7.7: SING – Estadística de generación máxima .....	91
Figura 7.8: SING – Estimación generación máxima .....	92
Figura 7.9: Simulación – Ofertas de los generadores .....	93
Figura 7.10: Simulación – Aporte por oferta .....	94
Figura 7.11: Simulación – Ingresos por empresa.....	95
Figura 7.12: Simulación – Ingresos por potencia y compromisos (2001) .....	96
Figura 7.13: Simulación – Ingresos por potencia y compromisos (2006) .....	97

Figura 7.14: Simulación – Pago por Capacidad marginal por empresa (2001) .....	98
Figura 7.15: Simulación – Evolución precio de despeje.....	99
Figura 7.16: Simulación – Evolución Pago por Capacidad total .....	100
Figura 7.17: Simulación – Pago por capacidad según combustible.....	102
Figura 7.18: Simulación – Sensibilidad según cambios en oferta de despeje.....	103
Figura 7.19: Simulación – Sensibilidad según cambios en la penalización .....	105
Figura 7.20: Comparación PJM simulado (2001) – Chile (2000).....	107
Figura 7.21: Tasa de disponibilidad promedio por empresa.....	108
Figura 7.22: Comparación PJM simulado – Chile según combustible .....	109
Figura 7.23: Tasa de disponibilidad por combustible .....	110
Figura 7.24: Pago por capacidad nuevo entrante .....	113
Figura 7.25: Evolución despeje – tasa de disponibilidad.....	114
Figura 7.26: Primer Entrante – Pago por Capacidad total .....	116
Figura 7.27: Primer entrante – Evolución despeje – disponibilidad.....	117
Figura 7.28: Segundo entrante – Pago por Capacidad .....	118
Figura 7.29: Segundo entrante – Pago por capacidad total.....	119
Figura 7.30: Pago por capacidad según combustible considerando inversiones .....	120

## RESUMEN

Uno de los problemas que se debe resolver a la hora de iniciar un proceso de desregulación en un sistema eléctrico, es asegurar que exista la suficiente capacidad instalada en el parque de generación, permitiendo así, abastecer la demanda que deberá enfrentar el sistema en el futuro. Aunque este problema no debería ser importante en un sistema eléctrico ideal, en los mercados reales nos encontramos reiteradamente con esta situación, la cual ha sido abordada de diferentes maneras.

El pago por capacidad ha sido la herramienta mediante la cual se ha logrado tratar de mejor forma este problema, al permitir incentivar una inversión adecuada. Este pago es estudiado en los primeros capítulos de la presente memoria, donde se explican las diversas formas que ha adoptado, en los distintos sistemas eléctricos alrededor del mundo. Junto a esto, se plantean otras propuestas alternativas, las cuales no han sido llevadas a la práctica, presentando en ambos casos las ventajas y desventajas de cada una.

En los siguientes capítulos, se desarrolla el tema central de esta memoria, que consiste en el estudio de una de las propuestas que ha resultado mas exitosa en crear incentivos correctos hacia la inversión en generación. Este modelo es el implementado en el Sistema Interconectado de Pennsylvania, New Jersey y Maryland (PJM).

Tras el análisis de lo anterior, se simulan los elementos centrales del pago por capacidad existente en PJM, en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), de manera de estudiar una posible modificación a la actual forma de pago.

Como resultado del estudio realizado, es posible concluir que el modelo PJM presenta importantes beneficios, lo cual haría de éste, una posibilidad viable de implementar en nuestro país.

## **ABSTRACT**

One of the problems that should be solved at the beginning of a deregulation process in an electric system is to assure that enough generation installed capacity exists to supply the demand that will face the system in the future. Although this problem should not be important in an ideal electric system, in real markets we frequently find this situation, which has been handled in different ways.

The capacity payment has been the best tool used to solve this problem, allowing to incentivate an adequate investment. This payment is studied in the first chapters of this work, where diverse forms of the payment, adopted in different electric systems around the world, are explained. In addition to this, other alternative proposals, that have not been applied in practice yet, are presented, illustrating in both cases the advantages and disadvantages of each one.

In the following chapters, the central topic of this work is developed, that consists on the study of one of the proposals that has been successful in create the correct incentives toward investment in generation. This model is the one implemented in the Interconnected System of Pennsylvania, New Jersey and Maryland (PJM).

After the above-mentioned analysis, the central elements of the PJM capacity payment are simulated in the “Sistema Interconectado del Norte Grande” (SING), Chile, studying a possible modification of the current payment form.

As a result of the study, it is possible to conclude that the PJM model presents important benefits, that would make it a viable possibility for Chile.

## **I. INTRODUCCIÓN**

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 todo lo expuesto anteriormente, la presente memoria intenta plantear una alternativa al pago por capacidad. El modelo de mercado eléctrico existente en Pennsylvania, New Jersey y Maryland (PJM), se ha presentado como un alternativa atractiva en el marco mundial, lo que motiva estudiar una posible instauración de este modelo en el mercado chileno. En esta memoria se estudian los aspectos más relevantes de PJM, los cuales son modelados en una simulación que luego es aplicada al escenario chileno.

Finalmente es importante mencionar, que esta memoria se desarrolló paralelamente con otro estudio, que presenta una alternativa al pago por capacidad, según la incorporación de un mercado de opciones financieras, donde los

generadores comprometerían su disponibilidad para abastecer energía en los periodos críticos. (Ver referencia: Altimiras Ceardi, Carlos Alberto. Memoria de Título. Pontificia Universidad Católica de Chile. Año 2002.)



## II. EVOLUCIÓN 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 eleve excesivamente 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 DEL 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 tipos de 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, ente 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. Deducir 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. MODELO PJM**

Dentro de los modelos desregulados que incluyen pago por capacidad, explicados en el capítulo anterior, se distinguen básicamente tres tipos: los mercados de disponibilidad, los mercados que consideran un pago por potencia por medio del pago por energía y aquellos que consideran un pago explícito por la potencia que aportan al parque generador.

Con este estudio, se pretende presentar una alternativa al pago chileno actual por potencia firme, intentando incorporar un pago por disponibilidad de las centrales eléctricas del sistema. Este tipo de modelos de disponibilidad ya ha sido llevados a la práctica a nivel mundial, y prueba de esto es el mercado existente en Pennsylvania, New Jersey y Maryland (PJM), interconexión situada al noreste de Estados Unidos. Dentro de los mercados de disponibilidad, PJM ha resultado ser exitoso hasta la actualidad, lo cual motiva estudiar la aplicación de esta solución al mercado chileno.

En la primera sección del capítulo se explica el modelo PJM en general, su funcionamiento, participantes y características principales, para luego pasar a un análisis del mercado de capacidad y del pago por disponibilidad aplicado en PJM.

Finalmente se analizan diferentes aspectos del pago por capacidad de PJM, de forma de encontrar ventajas y desventajas de este. Dentro de esta explicación se incluye una sección donde se trata el tema de colusión entre participantes, tema de alta relevancia en el diseño de nuevas propuestas.

### **6.1 Descripción del modelo PJM**

El sistema interconectado de Pennsylvania, New Jersey y Maryland (PJM) es el mercado de despacho centralizado e independiente más grande de Norte América y el tercero más grande del mundo. Luego de la interconexión de los mercados participantes, realizada el 1º de Enero de 1998, se instauró un modelo de funcionamiento que hasta el momento se presenta exitoso en el marco mundial [Repo00].

Dentro de los objetivos de este modelo se encuentran el de proveer seguridad al sistema eléctrico y de facilitar la existencia de un mercado abierto y competitivo, el cual cuenta en la actualidad con el 8% de la potencia de Estados Unidos, lo que equivale a 56.000 MW de generación, repartidas en más de 500 unidades.

PJM ha implementado a la fecha dos mercados de energía, a saber, el Day Ahead Market y el Spot o Real Time Market. Paralelamente a la creación de mercados energéticos, el sistema PJM ha incorporado un mercado de capacidad, un mercado de regulación o servicios auxiliares y uno de derechos de transmisión, dando a los participantes instancias para realizar transacciones abiertas y claras, además de proveer al mercado de señales acerca del funcionamiento y situación del sistema. Durante el año 2000, 192 entes participaron en los mercados de PJM, realizando transacciones por cerca de US\$2,3 billones, que representan 180 millones de MWh de energía eléctrica.

### **6.1.1 Participantes del sistema**

Dentro de PJM podemos identificar diferentes participantes de los cuales se destacan principalmente la existencia de un Comité de Confiabilidad (Reliability Comité) y operador del sistema, los LSE o Load Serving Entities, los generadores y los comercializadores. Cada uno de estos participantes tienen diferentes tareas y derechos en cada uno de los mercados antes mencionados [Manu01].

El Comité de Confiabilidad es el participante central del sistema, considerando las importantes funciones que éste realiza. Dentro de estas importantes misiones, se pueden mencionar como principales tareas de dicho comité, el regular el funcionamiento de cada uno de los mercados, realizar las estimaciones necesarias y velar por una operación económica y segura. Además, es el encargado de operar cada uno de los mercados, como también de realizar los despachos de energía día a día.

Una tarea importante del Comité de Confiabilidad es realizar las conciliaciones de pago por productos en PJM. El Comité de Confiabilidad vela por que se cumplan cada uno de los reglamentos acerca de la valorización y traspaso de montos entre los participantes del sistema. En este sentido, el Comité de

Confiabilidad no almacena ningún saldo, solo regula el traspaso de los pagos. Con esto, podemos decir que el Comité de Confiabilidad no busca lucrar en la operación, solo asegurar su correcto funcionamiento.

Además, pese a que el Comité de Confiabilidad está presente en la operación y regulación de todos los mercados implementados en PJM, uno de los fundamentos principales de PJM es ser un sistema basado en los principios de la libre competencia, donde cada participante tiene el derecho de tomar decisiones autónomas acerca de la forma de como participar en el sistema. Por esto, la mayoría de las tareas que realiza el Comité de Confiabilidad no determinan la participación o pagos de cada entidad dentro de PJM, funcionando imparcialmente.

Los LSE (Load Serving Entities), por su parte, son entidades a las cuales se les ha concedido la autoridad, o bien han asumido una obligación, impuesta por el gobierno o por ley, de vender energía eléctrica a los consumidores finales que se encuentran dentro del área de control de PJM. En PJM todos los consumidores han sido asignados a un LSE determinado. De esta forma, cada una de estas entidades deberá velar para que cada uno de los consumidores que están bajo su responsabilidad disponga de la energía eléctrica necesaria para satisfacer su consumo en todo momento.

En cierta forma, los LSE son los representantes de los consumidores en los mercados. Por esto, estas entidades adquirirán la energía necesaria para satisfacer las cargas generadas por sus consumidores, como también pagarán por la potencia necesaria para mantener un cierto nivel de seguridad en su operación.

Con respecto a la generación, ésta es dividida en dos tipos, los generadores Capacity Resource y los Energy Only. Esta distinción se hace en base a las características de seguridad y funcionamiento que posee cada unidad, agrupando a las unidades que cumplen con cada uno de los estándares de seguridad impuestos en PJM como generadores Capacity Resource, mientras que las unidades que posean un funcionamiento menos estable, y por lo tanto, menos seguro, serán denominados generadores Energy Only.

Operacionalmente la distinción entre ambos tipos de generadores es muy importante, dado que los generadores Capacity Resource tienen el derecho de ofertar su potencia instalada en el Mercado de Capacidad. Con esto, mientras los generadores Energy Only sólo reciben el pago por la energía que despachan por medio de los mercados de energía, los generadores Capacity Resource, además de recibir el pago por la energía producida, pueden captar un ingreso adicional por la potencia que se les haya contratado en el Mercado de Capacidad.

Todo generador, al entrar al sistema PJM es calificado por el Comité de Confiabilidad, según sus características de funcionamiento, en cualquiera de los dos tipos explicados [RAA01].

Finalmente, PJM admite la existencia de comercializadores independientes, los cuales adquieren energía para consumidores fuera de PJM o bien realizan contratos específicos con generadores del sistema, en forma libre y abierta.

### **6.1.2 Descripción de los mercados**

Como se dijo anteriormente, en PJM existe un mercado de capacidad, dos mercados de energía, un mercado de regulación y un mercado de derechos de transmisión. A continuación se explicará en forma general el funcionamiento de cada uno de estos mercados, de forma de dar una visión global del forma con que trabaja el sistema PJM [Manu01] [Oper01].

#### **a) Mercado de Capacidad**

Los LSE en PJM, que son las entidades encargadas de abastecer de energía a consumidores finales, poseen la obligación de asegurar la existencia de la potencia necesaria para satisfacer las cargas de los consumidores que se les ha asignado centralmente. Para esto, cada día, los LSE deben poseer contratos de disponibilidad con generación del tipo Capacity Resource, suficiente como para abastecer el pronóstico de demanda que enfrentará.

El Mercado de Capacidad fue instaurado en PJM de forma de que cada LSE pueda contratar potencia de generadores Capacity Resource. Este tipo de generadores, como se dijo anteriormente, poseen características de seguridad que les

da el derecho de percibir el pago por potencia que sean capaces de captar en este mercado.

Debido a que uno de los objetivos principales en PJM es mantener el sistema confiable, el Comité de Confiabilidad fija para cada LSE la cantidad de MW que deberá contratar y de este modo, por medio de contratos de disponibilidad, el LSE asegura la existencia de la potencia suficiente para sus consumidores.

Por medio de los contratos que se llevan a cabo en el Mercado de Capacidad, los generadores Capacity Resource quedan comprometidos a estar disponibles para cuando se les necesite. El generador, por medio de este pago, pone a disposición del LSE toda la potencia contratada, por cierto periodo de tiempo. El no cumplimiento de este compromiso, acarreará una penalización para el generador.

En consecuencia, el pago por potencia que los generadores Capacity Resource perciben, se basa en la disponibilidad de sus unidades. Si un generador prevé que estará disponible durante cierto periodo, ofertará su potencia en el mercado de Capacidad por dicho periodo, a un precio que represente el riesgo de no poder cumplir con ese compromiso. En consecuencia, los generadores con mayores niveles de disponibilidad y seguridad, recibirán mayores pagos por capacidad.

El mercado de Capacidad funciona de la siguiente forma. Cada generador presenta ofertas por su potencia instalada, por cierto periodo y a un precio determinado. El operador del mercado, recibe estas ofertas junto a los requerimientos de potencia de cada LSE. Luego de realizar un estudio de las ofertas, el operador del sistema determina, en base a la solución menos costosa, aquellos contratos que se llevarán a cabo entre los LSE y los generadores Capacity Resource. El precio de la potencia contratada será el precio de despeje de la operación, correspondiente a la oferta contratada más costosa.

Cabe destacar que el compromiso de los generadores es estar disponibles durante el periodo establecido en el contrato, no el ser despachado, de forma de que puede resultar que un generador Capacity Resource esté comprometido con un LSE, pero no sea este, por causa de sus costos de producción de energía, quién finalmente produzca la energía para satisfacer el consumo ligado al LSE. El generador Capacity

Resource, en este sentido, es un respaldo que va a estar siempre presente, aumentando los niveles de seguridad del sistema.

Las transacciones por potencia que se realicen en este mercado conforman, además, una señal acerca de la adecuación que posee diariamente el sistema. Si el sistema está ajustado en potencia instalada, los generadores Capacity Resource que posean los menores niveles de seguridad serán contratados, aumentando el precio de despeje del mercado. Con esto se motivará claramente la inversión en unidades seguras, las cuales percibirían fácilmente niveles atractivos por su potencia instalada.

El pago por potencia que se genera en este mercado es el pago por capacidad que se implementó en PJM, el cual se basa, según lo explicado, en la disponibilidad de las unidades generadoras. El análisis de este pago en más detalles se presenta luego de la descripción general del sistema PJM.

#### b) Mercado de Energía

Además de un Mercado de Capacidad, en el cual se busca dar señales de adecuación y proveer seguridad al sistema, existe un Mercado de Energía, en el cual se realiza el despacho de los generadores, permitiendo organizar la producción de energía eléctrica, de modo de satisfacer el consumo de PJM.

El Mercado de Energía en PJM está dividido en dos: el Day Ahead Market y el Spot Market. Como lo dice su nombre, el Day Ahead Market funciona organizando el despacho de energía un día antes de la operación, mientras que el Spot Market funciona en tiempo real.

Además, cada uno de estos mercados posee objetivos diferentes. Mientras en el Day Ahead Market el objetivo es despachar las unidades generadoras minimizando el costo de operación, en el Spot Market se busca mantener la seguridad y la confiabilidad en el despacho.

A continuación se explica de forma detallada la operación en cada uno de estos mercados.



i) Day Ahead Market

El objetivo principal de este mercado es organizar el despacho de las centrales eléctricas para el día siguiente. Este despacho es formado económicamente en base a los pronósticos de carga para el día siguiente.

La operación diaria del Day Ahead Market comienza con la necesaria estimación de demanda para el día siguiente, la cual es realizada por el operador del sistema. Con esta estimación se establecen los requerimientos de energía, de reservas primarias, ya sea en giro o de partida rápida, de reservas secundarias y de energía de emergencia necesarios para satisfacer dicho consumo. Esta estimación es en base a las diferentes ofertas de demanda que el operador recibe al comienzo del día, en las cuales tanto los LSE como comercializadores solicitan energía en un punto específico del sistema interconectado.

Cabe mencionar, que para participar en el Mercado de Energía, todo ente debe firmar el Operating Agreement, con el cual se compromete respetar todo el reglamento del mercado y de aportar toda la información que sea necesaria de modo que el mercado funcione correctamente. De esta manera, todos los LSE, generadores Capacity Resource, generadores Energy Only y diferentes participantes del sistema, deben informar al operador de todos sus contratos bilaterales.

Luego de realizar la estimación de demanda, el operador del sistema recibe ofertas de energía, regulación y reservas realizadas por parte de los generadores. Es de responsabilidad de los generadores que cada una de las ofertas tenga el debido respaldo en potencia instalada dispuesta a producir energía. Las ofertas por energía incluyen la cantidad de potencia a comprometer, estableciendo además un precio mínimo al cual reducirían su producción.

Luego del proceso de ofertas, el operador compara oferta y demanda hasta llegar a un despacho económicamente óptimo, generando una lista de cerca de 2000 LMP (Located Marginal Prices) para cada uno de los nodos que existen en el sistema interconectado de PJM. Estos LMP son los precios de despeje a los cuales llegó el operador en su tarea de calzar oferta y demanda, y por lo tanto, corresponden a la oferta de la unidad despachada mas costosa. A los generadores que son

despachados se les pagará el LMP correspondiente al nodo al cual están inyectando la energía, mientras que los que consuman energía deberán pagar el LMP del nodo desde el cual están conectados. Todos estos pagos son realizados en base a los LMP calculados en el Day Ahead Market, dado que es en ese mercado cuando son despachados.

El despacho y la posterior estimación de los LMP es hecha por el Comité de Confiabilidad, considerando todos los contratos existentes entre LSE, generadores y comercializadores, las señales medidas en las líneas de transmisión del sistema, los periodos de mantención de las unidades generadoras y las características operativas relevantes de los generadores disponibles.

Cabe resaltar el hecho de que el operador calcule los precios marginales de energía de consumo y generación para todos los nodos del sistema, lo que da mayor claridad y estimula la libre transacción de energía, la cual, por medio de comercializadores, puede realizarse fácilmente. Además, se debe considerar, que cada LMP calculado por el operador considera el costo de transmisión y las pérdidas que se producen en las líneas, de modo que incentivar la inyección y consumo de energía en los nodos menos congestionados y a su vez, motivar la inversión en las líneas con mayor flujo. Las empresas propietarias de las líneas de transmisión reciben de esta forma los ingresos correspondientes al flujo de energía por sus instalaciones.

Después de la respuesta del operador acerca del despacho a realizarse el próximo día, se realiza una re-oferta de energía, en la cual los generadores pueden ofertar toda la energía que no fue considerada en la primera ronda.

Debido a que los generadores Capacity Resource son considerados más seguros dentro del parque generador, a éstos se les obliga a ofertar en este mercado de energía, mientras que los generadores Energy Only puede hacerlo indistintamente en ambos mercados de energía. Con esto, si el generador Capacity Resource es lo suficientemente económico para producir energía, será despachado continuamente.

Los generadores Capacity Resource normalmente tendrán contratos de capacidad con algún LSE, por lo cual el despacho de su energía irá dirigida,

comúnmente, a satisfacer el consumo correspondiente al LSE que lo contrató, aunque el operador del mercado no posee la obligación de despachar esas unidades por este criterio. Por esto, se permite que este tipo de generadores se auto despachen por los siguientes siete días, facilitando el trabajo del operador.

Los generadores Energy Only, como se explicó anteriormente, pueden ofertar tanto en este mercado como en el Spot Market. Debido a que en el Day Ahead Market se busca un despacho económico, los precios pagados por energía, representados por los LMP, son normalmente menores a los pagados en el Spot Market, lo que motiva que los generadores Energy Only oferten su energía en el Spot Market, intentando captar ingresos mayores. Sin embargo, como al esperar al Spot Market puede suceder que no se les despache, perdiendo la posibilidad de operar, sólo los generadores Energy Only más arriesgados ofertarán en el Spot Market, mientras que los más conservadores, intentarán ser despachados en el Day Ahead Market, aún cuando el precio de la energía sea probablemente menor.

En relación a los generadores hidráulicos, los cuales son una baja minoría dentro de la capacidad instalada en PJM, el despacho de estos se realiza de una forma totalmente diferente al resto de los generadores. Para su despacho se utiliza un programa de optimización económica del uso de agua, llamado Hidro Calculator, el cual fija las obligaciones de operación para cada generador hidráulico.

Todo el proceso de ofertas resulta en un despacho realista y completo, en el cual se tienen establecidas obligaciones de producción de energía, de reservas y regulación, repartidas en diferentes generadores. Toda esta organización previa facilita enormemente el trabajo en el Spot Market, permitiendo que el Comité de Confiabilidad se preocupe sólo por la seguridad del sistema.

## ii) Spot Market

Este mercado de energía opera en tiempo real, buscando minimizar, sin importar el costo, las fallas del sistema.

La operación del sistema se realiza día a día según lo planeado en el Day Ahead Market. El despacho de las unidades se basa en el organizado en el día

anterior, y sólo las diferencias entre la carga real y el pronóstico del Day Ahead Market, son preocupación de este mercado.

De esta manera, si se percibe cualquier aumento de última hora en la demanda, se deberá despachar la reserva contemplada, la cual también fue organizada el día anterior. Sin embargo, si el desbalance con la carga es mayor a las reservas consideradas, el operador deberá adquirir energía por medio del Spot Market de forma de mantener la seguridad del sistema. Por otro lado, si la demanda resulta ser menor el proceso es el contrario: el operador del sistema comienza a disminuir proporcionalmente toda la producción de las unidades generadoras que fueron despachadas.

El objetivo de este mercado es mantener seguro el sistema, satisfaciendo toda la demanda que se esté presentando. En este sentido, PJM considera procedimientos claros de emergencia. Si la carga se eleva a valores límites, los LMP llegarán a su máximo permitido, motivando el mayor ingreso posible de generadores. Si la carga sigue subiendo, se comenzará a desconectar algunos sectores y el sistema fallará. A su vez, si la demanda disminuye a niveles críticos, los LMP bajan a cero y los generadores reducen su producción.

Como se dijo anteriormente, en este mercado los LMP típicamente serán mayores que en el Day Ahead Market, debido a que el despacho realizado el día anterior tiene como objetivo minimizar el costo, despachando a las unidades más económicas. En el Spot Market, las unidades disponibles, normalmente generadores Energy Only, poseen costos mayores, las cuales trabajan como unidades de punta del sistema.

El cálculo de LMP es realizado por el operador cada cinco minutos, de modo que diferentes transacciones de energía se lleven a cabo con precios actuales. Todos estos precios pueden ser calculados gracias a que en PJM existen sensores en las diferentes líneas que permiten percibir cualquier congestión o pérdidas que ocurran en éstas. La existencia de precios en línea dan mayor liquidez al mercado de energía, permitiendo que exista un mercado abierto y competitivo.

En relación al Operating Agreement, acuerdo que debe ser firmado por todos los participantes de los mercados de energía, los cargos y créditos generados por la compra y venta de energía se calculan en base al LMP correspondiente al momento cuando el generador fue despachado, de forma que las unidades despachadas en el Day Ahead Market venden su energía a distinto precio que los que lo hicieron en el Spot Market.

Todos los pagos por energía, de ambos mercados, son saldados una vez al mes, donde también se incluyen los montos correspondientes a la compra o venta de regulación.

El esquema presentado en la figura 6.1 presenta a grandes rasgos las relaciones existentes en el Mercado de Energía, tomando en cuenta ambos mercados, el Day Ahead Market y el Spot Market.

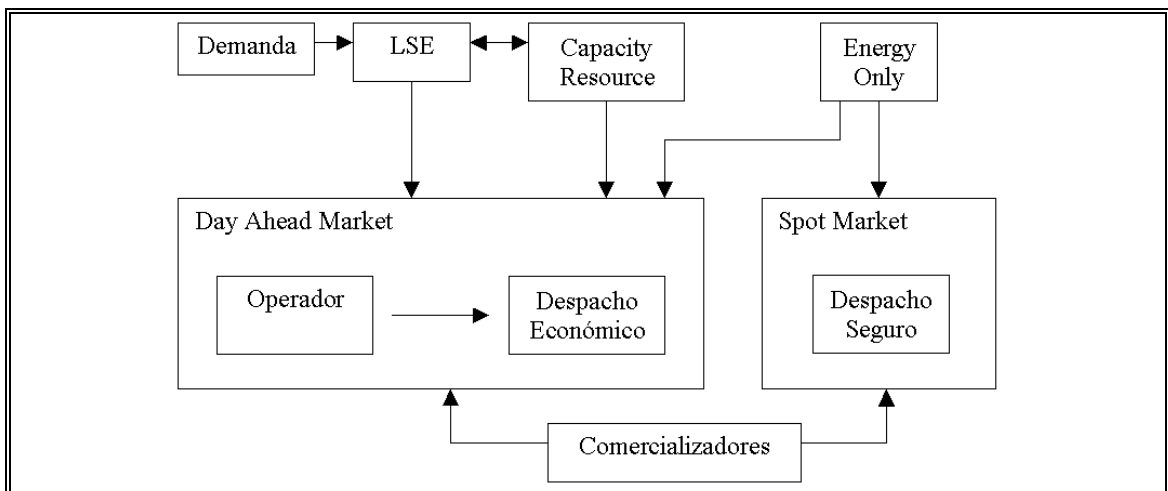


Figura 6.1: PJM – Esquema Mercado de Energía

Según el esquema, por medio de las ofertas de compra de energía, presentadas en el Day Ahead Market por los LSE y comercializadores, el Comité de Confiabilidad estima la demanda que se deberá satisfacer el próximo día. Dado este consumo, el mismo ente acepta ofertas de producción de energía de parte de los

generadores Capacity Resource y Energy Only. Con dichas ofertas el operador define el despacho económico para el día siguiente.

Típicamente la demanda que observa cada LSE es satisfecha mediante el uso de sus Capacity Resource, aunque los generadores Energy Only también pueden ser tomados en cuenta para esto. Los generadores Energy Only pueden ofertar tanto en el Day Ahead Market como en el Spot Market, cumpliendo contratos bilaterales con comercializadores del sistema o bien proveyendo mayor seguridad al sistema.

#### c) Mercado de regulación y Mercado de derechos de transmisión

Como lo indica su nombre, en el Mercado de regulación los generadores que den servicios de regulación al sistema ofertan el producto correspondiente. El pago por estos servicios se realizan, según el Operating Agreement, junto a los pagos correspondientes a la energía producida.

Por otra parte, cada generador que desee inyectar energía al sistema debe poseer un Fixed Transmission Right (FTR). Este derecho es una de las maneras con la cual los propietarios de las líneas de transmisión recuperan su inversión.

En PJM los FTR son un activo, el cual puede ser traspasado de un participante a otro por medio del mercado de derechos de transmisión, donde los FTR son transados.

También con relación al sistema de transmisión de PJM, mensualmente se realizan pagos por concepto de la operación de las líneas de transmisión, como es el control de reactivos y voltaje, estudios, medición de variables, servicios de transmisión, etc.

### **6.1.3 Descripción del pago por capacidad de PJM**

El pago por capacidad implementado en PJM se basa en la disponibilidad de las centrales eléctricas. Este tipo de pagos es el tema central de esta memoria, por lo cual, a continuación se presenta un estudio acabado del pago impuesto en este sistema.

El sistema interconectado de PJM dirige sus operaciones y reglamentaciones a la creación de un mercado basado en la libre competencia y a la implementación de un sistema confiable de energía eléctrica. El pago por capacidad instaurado en PJM fue diseñado para aportar al segundo de estos objetivos, la seguridad y adecuación del sistema.

Un pago por disponibilidad como el que se presenta en PJM, motiva la incorporación de unidades más estables y seguras, dando señales al mercado acerca del nivel actual de adecuación del sistema.

De forma de asegurar un nivel de confiabilidad aceptable, en PJM se ha incorporado un cuerpo normativo, llamado RAA (Reliability Assurance Agreement). El RAA es un acuerdo que deben firmar tanto los LSE (load Serving Entities) como los generadores Capacity Resource, en el cual se comprometen a trabajar a favor de la adecuación y seguridad del sistema, fijando los procedimientos que se explican en esta sección, los cuales ayudan a conseguir este objetivo [RAA01].

Cabe destacar que la firma de este acuerdo es indispensable para que se permita la participación de los LSE y los generadores Capacity Resource en el sistema, garantizándose de esta forma la confiabilidad del sistema.

El procedimiento normado por medio del RAA, fija cada una de las obligaciones y derechos de cada participante, tanto para el Comité de Confiabilidad, los LSE y los generadores. Este procedimiento comienza con la estimación de la demanda que se espera enfrentar en el futuro.

El Comité de Confiabilidad, realiza la estimación correspondiente a la demanda que se deberá satisfacer tanto a largo como a corto plazo. Cada año, a partir de las señales que da el sistema, de las cargas enfrentadas, de la potencia instalada y de la información otorgada por los LSE y generadores Capacity Resource, se elabora un pronóstico para los próximos 5 años, considerando periodos normales y de punta. Luego, tomando en cuenta un nivel de seguridad preestablecido centralmente, el Comité de Confiabilidad determina la cantidad de potencia necesaria de modo de poder satisfacer, sin riesgo, la demanda que se enfrentará en el siguiente año, estimando también la suma de reservas necesarias para mantener dicho nivel de

confiabilidad. Cabe destacar que el nivel de seguridad utilizado por el Comité de Confiabilidad, para llevar a cabo la estimación de demanda, es un valor arbitrario, utilizando típicamente, los niveles de seguridad aceptados a nivel mundial en la materia.

Luego, la cantidad de MW estimados por el Comité de Confiabilidad para el siguiente año, es dividida en los distintos LSE, de acuerdo a los requerimientos de los consumidores que tienen a su cargo, estableciendo para cada uno de ellos una potencia Accounted-For Obligation. Esta potencia Accounted-For Obligation destinada a cada LSE es la potencia necesaria para mantener el nivel de confiabilidad preestablecido en el abastecimiento de energía para los consumidores que le han sido asignado.

Por medio del RAA, los LSE poseen la obligación de mantener, cada día, contratos de disponibilidad por toda su potencia Accounted-For Obligation. De esta manera, el nivel de potencia estimado por el Comité de Confiabilidad, necesario para mantener seguro el sistema, está permanentemente contratado, limitando las posibilidades de falla del sistema.

Según el RAA, el propósito de instaurar estas obligaciones de Capacidad es asegurar que un adecuado nivel de Capacity Resource sea creado, de forma de proveer al sistema de un servicio confiable en el área de PJM.

Además, el Comité de Confiabilidad, en consecuencia, delega su obligación de mantener seguro el sistema en los diversos LSE, permitiendo que dicho ente centre su funcionamiento en labores de mayor relevancia aún, como son la operación y regulación del sistema. Los LSE son una forma de representantes del Comité de Confiabilidad en su tarea de mantener la confiabilidad del sistema y de asegurar, por medio de los contratos de disponibilidad, la existencia de la potencia necesaria para abastecer la demanda futura. Por esto se podría considerar, que la existencia de los LSE se debe netamente, a la reducción de burocracia y al reparto de tareas.

Luego de haber repartido las obligaciones de potencia en cada uno de los LSE, son éstos los encargados de mantener los compromisos de potencia



correspondientes, día a día. En este sentido, para cumplir con su obligación, el LSE puede o no poseer capacidad instalada considerada Capacity Resource, por lo que toda la capacidad que no posea deberá ser contratada en el Mercado de Capacidad, donde los generadores Capacity Resource ofertan su potencia buscando un pago adicional para rentabilizar su inversión.

Es importante hacer notar que el único tipo de generación aceptado como respaldo de la potencia Accounted-For Obligation es la denominada Capacity Resource. Los generadores Energy Only al no cumplir con los niveles de seguridad establecidos en PJM, no son contemplados a la hora de asegurar la demanda futura.

En el mercado de Capacidad, según lo explicado anteriormente, se realizan las transacciones de derechos de potencia instalada. En este mercado, los generadores, a cambio de un pago, se comprometen a estar presentes con la potencia contratada, durante un periodo de tiempo específico. Como se explicó, cada día el LSE debe disponer de contratos por capacidad suficientes como para satisfacer su potencia Accounted-For Obligation. La obligación sólo corresponde al día en curso, sin importar si no se cuenta con dichos compromisos para el futuro. Si los contratos por capacidad no son suficientes como para satisfacer su obligación, el LSE deberá pagar, según el RAA, el Capacity Deficiency Rate, que es una multa por no cumplir con su tarea. Todos los montos que el operador del sistema perciba por este concepto serán repartidos, proporcionalmente, en todos aquellos LSE que hayan cumplido en su tarea de comprometer potencia.

Con relación al funcionamiento del mercado de Capacidad, cabe mencionar que los generadores Capacity Resource sólo podrán ofertar su Unforced Capacity. Unforced Capacity es la potencia instalada después de considerar mantenciones, salidas planeadas y contratos ya establecidos.

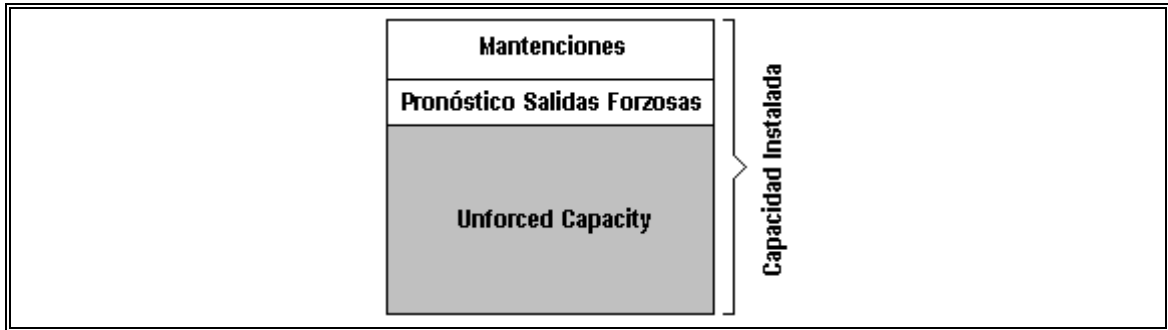


Figura 6.2: PJM – Clasificación potencia instalada

Todo generador posee un plan de mantenciones con lo cual determinar el número de horas, dentro de un periodo determinado, que no estará disponible para generar por este concepto. En relación con las salidas forzosas, los generadores poseen estadísticas de operación de las cuales se puede extrapolar el tiempo esperado de falla para el futuro. Estos datos son entregados al Comité de Confiabilidad, quién revisa continuamente que las ofertas realizadas por los generadores Capacity Resource posean los necesarios MW de Unforced Capacity, de forma de respaldar su oferta.

En el mercado de Capacidad, los generadores, participan principalmente presentando una oferta por los MW que desean ofrecer, intentando de este modo, percibir el pago por capacidad que aumente sus ingresos. En todo este proceso no se consideran los costos operacionales o la tecnología de la unidad. De esta forma, se premiará a los generadores más seguros, dado que podrán ofertar su potencia a un valor más bajo, con lo cual estarán siempre presentes en la subasta, asegurando, al menor costo posible, la operación del próximo periodo.

El Comité de Confiabilidad, por su parte, recibe las ofertas por potencia y los requerimientos de los LSE. Luego, ordena las ofertas por costo, para después, según el monto de MW demandado, ir aceptando una a una. Finalmente, el precio de la potencia contratada es fijado por el mercado, dado que todas las ofertas que sean consideradas, toman el valor de la oferta captada más costosa.

En relación con la duración de los compromisos tomados en este mercado, este opera en dos esquemas, uno diario y otro mensual, lo que da la posibilidad al LSE de contratar potencia a distintos plazos. Cada día opera el mercado donde los generadores presentan ofertas para los días siguientes, mientras que sólo en algunas fechas específicas, se realiza una subasta de ofertas por compromisos mensuales y multi-mensuales. De esta forma el LSE puede adquirir compromisos de capacidad por todo el año, algunos meses o ciertos días, intentando cumplir con su obligación.

Las ofertas que cada generador presenta en el Mercado de Capacidad no están reguladas de ninguna forma, elemento que evidencia la política de desregulación del mercado instaurado en PJM. Además, debido a que la oferta que presenta cada generador establece el orden con el cual éstos serán comprometidos y no el precio por el cual se remunerará su potencia, no existen incentivos claros para los generadores Capacity Resource de ofertar a un precio mayor que su costo. En este sentido, es importante analizar cuales son los costos a los cuales el generador Capacity Resource incurre cuando toma sus compromisos de potencia.

El pago por capacidad descrito compromete al generador a estar disponible para la generación de energía, por el periodo que se haya establecido en el contrato. Por esto, el generador, luego de ser comprometido, debe presentar una oferta de producción de energía en el Day Ahead Market, que contemple toda la potencia en cuestión. Cada vez que el generador no presente la oferta, o bien, no sea capaz de generar la energía correspondiente por efecto de fallas intempestivas, éste deberá pagar el Capacity Deficiency Rate (CDR), además de tener la obligación de adquirir, por medio del Spot Market, la energía que dejó de producir. De este modo, la penalización por no cumplir con un compromiso de capacidad incluye dos conceptos: el CDR y la compra de la energía relativa al contrato de potencia.

La oferta, en consecuencia, será calculada según el valor esperado de las penalizaciones para el periodo que contemple dicha oferta. Según las propias tasas de salidas forzosas y el valor esperado de la energía, es posible estimar el valor mínimo por el cual el generador está dispuesto comprometer su potencia. Calculando la oferta de esta manera, el generador se asegura de recibir, antes de la operación, todo

el dinero que deberá pagar en el futuro por concepto de multas. El resultado de toda la operación resultará nulo si el precio de la oferta es igual al precio de despeje, mientras que el generador recibirá un ingreso extra si su oferta es menor al precio de despeje. Sin embargo, en cualquiera de los dos escenarios el generador no pierde dinero.

Aún así, un generador más arriesgado podría disminuir aún más su oferta por potencia si se considera que las penalizaciones por concepto del Capacity Deficiency Rate, cobradas a los generadores que no sean capaces de cumplir su compromiso, son repartidas en los generadores Capacity Resource que si hayan cumplido. De este modo, el flujo esperado para el periodo contemplado en la oferta, debería contener, además de las penalizaciones y compra de energía, un monto positivo, correspondiente a las fallas de las demás unidades. Sin embargo, dado que la información de tasas de falla y políticas tomadas por los distintos participantes corresponden a información reservada, los generadores más conservadores no deberían tomar en cuenta este elemento a la hora de estimar el precio de su potencia.

En relación con la operación en el Day Ahead Market, cada generador, luego de tomar un compromiso de potencia con algún LSE, posee la obligación de presentar una oferta por energía, como fue explicado en párrafos anteriores. El valor de esta oferta es libre, limitada solamente por un valor techo de US\$1/KWh. En este sentido, un generador que estime que su riesgo de fallar es alto, podría elevar su oferta de energía, de modo de no ser despachado, evitando así tener que pagar el CDR. En PJM, buscando controlar este comportamiento, se obliga a los generadores Capacity Resource que hayan sido contratados a presentar sus ofertas de energía con siete días de anticipación, tiempo suficiente como para limitar la predicción de fallas. Además se debe considerar en este punto, que el Comité de Confiabilidad, gracias al RAA, posee información de todos los periodos de mantención y salidas planeadas de los generadores Capacity Resource.

El procedimiento descrito se presenta en la figura 6.3, en la cual se muestran las relaciones más importantes que se presentan con respecto al Mercado de Capacidad y al RAA.

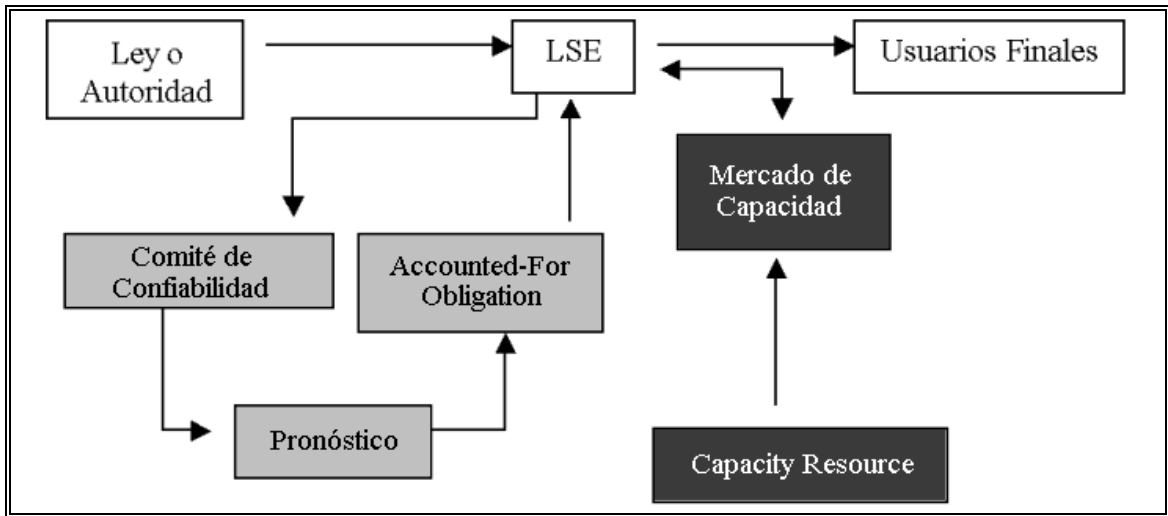


Figura 6.3: PJM – Esquema Mercado de Capacidad

En resumen, observamos que una ley o autoridad determina los LSE, los cuales por medio del RAA se comprometen a proveer de energía a los usuarios finales. El Comité de Confiabilidad, con la ayuda de los LSE y los generadores Capacity Resource, elabora un pronóstico de la demanda para los próximos 5 años a partir del cual se determina la cantidad de capacidad Accounted-For Obligation que cada LSE debe contratar. El LSE debe asegurar una cantidad de MW igual o mayor al Accounted-For Obligation, para lo cual, si no posee capacidad instalada, deberá acceder al Mercado de Capacidad de forma de contratar potencia de generadores Capacity Resource.

El RAA que firman tanto los generadores Capacity Resource como los LSE, fija obligaciones que deben ser cumplidas. Según este acuerdo, se consideran multas para las unidades Capacity Resource que hayan firmado compromisos de capacidad y no cumplan con éstos, y para aquellos LSE que no posean contratada toda su obligación de capacidad (Accounted-For Obligation). Los cargos o créditos que se generen por este concepto dependerán de cual haya sido el comportamiento del participante durante el periodo. Todos aquellos participantes que cumplan con sus deberes reciben, proporcionalmente, un crédito por efecto del cobro de las multas.

En la figura se aprecia además que los representantes de los consumidores son los LSE, el cual contrata la potencia para generar un nivel de seguridad aceptable y adquiere la energía necesaria para satisfacer los consumos. Por esto, todos los pagos por efecto de potencia y energía, además de todos los elementos que éstos contengan, son traspasados directamente a los consumidores, siendo éstos los que asuman los costos directamente.

## **6.2 Elementos claves del modelo PJM**

En las secciones anteriores se describió el funcionamiento del modelo implantado en PJM, explicando las particularidades de éste. A partir del estudio anterior, se presentará a continuación un análisis de los elementos claves de PJM, de forma de comprender, globalmente, las características que hacen del sistema un éxito en el marco mundial.

Uno de los aspectos más interesantes, es quizás la existencia de diversos mercados donde se realizan transacciones bilaterales entre los diferentes entes del sistema. Cada uno de los mercados, ya sea los de energía, capacidad, Transmission Rights o regulación hacen del modelo PJM una estructura basada en la libre competencia.

En este sentido es interesante apreciar que tanto el despacho de energía como los compromisos de capacidad, se realizan sobre la base de ofertas que los generadores presentan al mercado, las cuales no son auditadas en ninguna forma, dando como resultado que no existan controversias acerca de como se valoriza cada una de las ofertas. De esta forma los generadores pueden obtener por su energía o capacidad el precio que ellos decidan, o bien el precio que el mercado o la situación actual motive.

Uno de los objetivos principales a la hora de desregular un mercado eléctrico, es que la solución impuesta tenga la capacidad de dar señales correctas a los inversores, de modo de asegurar la adecuación del sistema. La existencia de mercados abiertos para cada uno de los elementos que conforman el sistema eléctrico, provee al mercado de signos acerca de la situación actual. Cualquier

distorsión o falla del mercado se verá rápidamente reflejada en los precios o volúmenes transados en los mercados especializados.

Otro aspecto importante en el modelo PJM es la seguridad del sistema. En el modelo PJM se observa que la gran tarea del Comité de Confiabilidad corresponde a dar, justamente, confiabilidad al sistema. El Comité de Confiabilidad es el preocupado de realizar estudios de la situación del sistema, estimaciones de demanda y de fijar las obligaciones de capacidad para cada LSE. Todo esto lo hace intentando fijar niveles de confiabilidad que hagan que el sistema interconectado funcione en forma segura.

En este sentido, aparece interesante la existencia de un Day Ahead Market. Gracias a este mercado, el despacho en tiempo real está casi por completo asignado, con lo cual disminuye la probabilidad de fallas del sistema. Como vimos, en esta instancia se fijan obligaciones de producción de energía, de regulación y de reservas para el día siguiente, intentando obtener un despacho económico del sistema. De esta forma, en el Spot Market el operador del sistema sólo se preocupa de despachar unidades para suplir las diferencias con respecto a la estimación realizada en el día anterior.

La existencia de un Day Ahead Market no es algo particular de PJM. Este tipo de solución también se intentó en el mercado de California, donde no se obtuvieron resultados parecidos. El Day Ahead Market que funciona en California no funciona como una instancia de organización y reparto de obligaciones para el día siguiente debido a que los generadores no poseen incentivos o la obligación de ofertar en esta instancia, traspasando todo el despacho al Spot Market, aumentando las posibilidades de terminar con despachos poco rentables o inseguros. Gracias a la normativa impuesta en el RAA, los Capacity Resource deben utilizar el Day Ahead Market, lo que hace que el despacho casi en su totalidad sea organizado con anterioridad, utilizando los generadores Capacity Resource, lo que lleva además a que se utilicen las unidades más seguras del parque, lo cual es importante para cumplir con los objetivos de confiabilidad.

Otro aspecto importante a la hora de desregular los mercados eléctricos son las señales de inversión que el modelo genera. En este sentido, se puede decir

que PJM provee de señales de inversión bastante claras. En PJM, el Comité de Confiabilidad traspassa obligaciones, a cada LSE, de proveer energía eléctrica en forma confiable a los consumidores finales. Esta obligación es transmitida al mercado de capacidad por medio de cada uno de los contratos entre LSE y generadores Capacity Resource que se realiza. El precio por capacidad que se observe en este mercado, es un indicador de la capacidad necesaria en el corto plazo. Todas las estimaciones de demanda que debe realizar el Comité de Confiabilidad, para los siguientes 5 años, son las señales de largo plazo que el sistema ofrece en materia de adecuación.

Finalmente, cabe destacar que todo el procedimiento descrito es muy simple, lo cual ya es un elemento muy favorable a la hora de ser impuesto en un mercado en particular, debido a que los sistemas que cumplen con esta características generan señales claras al mercado y a inversionistas. Aquellas soluciones diseñadas para desregular los mercados, que incluyen a la perfección cada uno de los elementos claves para cumplir los distintos objetivos, pueden resultar fallidas. Esto debido a que la complejidad de las soluciones puede provocar que sólo sean comprendidas por expertos, limitando todo estudio de mercado realizado por los participantes del sistema. Las soluciones más sencillas, que logren, a su vez, solucionar los problemas más graves, podrán, en este sentido, alcanzar mayores niveles de éxito, gracias a que los participantes podrán tomar decisiones con mayor cantidad de información.

### **6.3 Análisis del Mercado de Capacidad de PJM**

Los LSE poseen la obligación de mantener un cierto nivel de Unforced Capacity que sea mayor a su Accounted-For Obligation del día en curso. Para cumplir con esto, el LSE puede disponer de Capacity Resource propios, o bien contratarlos en el Mercado de Capacidad, según lo explicado anteriormente. Algunos datos en relación con estos conceptos se muestran en la siguiente tabla, donde se han incluido los valores del año 1999, en MW [Repo00]:



Tabla 6.1: PJM – Valores Mercado de Capacidad

	Media	Mínimo	Máximo
Installed Capacity (MW)	57.071	55.795	57.751
Unforced Capacity (MW)	53.611	52.415	54.246
Accounted-For Obligation (MW)	51.779	51.691	51.989
Exceso (MW)	1.839	626	2.486
Déficit (MW)	7	0	352

En la tabla se incluye el nivel que existió en el periodo de 1999 de Capacidad Instalada, de Unforced Capacity, el cual corresponde a la capacidad instalada menos las salidas forzosas. Como se explicó, el nivel de Unforced Capacity de un generador es determinado por el Comité de Confiabilidad según las características de fallas que el generador posea. Además se incluye la cantidad de MW correspondientes a las obligaciones impuestas como Accounted-For Obligation a los LSE y valores de como respondieron los LSE a esta tarea. Como exceso se presentan los MW contratados por sobre la obligación, mientras que por déficit se entienden los MW faltantes para cumplir con la obligación.

Según los datos podemos concluir que el parque instalado de PJM, en Capacity Resource no es excesivo, donde cerca de la totalidad del Unforced Capacity es contratado. Por otro lado, vemos que los MW de deficiencia en el cumplimiento de los LSE son menores, concluyendo que la penalización incentiva correctamente el respeto a la normas.

En relación con las transacciones realizadas en el mercado presentamos los siguientes datos correspondientes, también al año 1999, en MW:

Tabla 6.2: PJM – Volumen transado en Mercado de Capacidad

	Media	Mínimo	Máximo
Mercado diario (MW)	374	125	846

Mercado mensual (MW)	241	53	420
Mercado multi-mensual (MW)	740	610	876

Se observan datos de las transacciones que se realizan en el Mercado de Capacidad, incluyendo transacciones por derechos de capacidad diarios, mensuales y multi-mensuales. Según los datos, vemos que la utilización de las transacciones multi-mensuales es mayor a las del resto, lo que lleva a pensar que los LSE prefieren asegurar sus Capacity Resource para periodos medianamente extensos.

### **6.3.1 Poder de mercado en el Mercado de Capacidad**

Tener poder de mercado es la habilidad de un participante en particular de incrementar el precio de mercado, por sobre el nivel competitivo, de forma de verse favorecido.

Una manera sencilla de verificar poder de mercado es analizar estadísticas de precios a los cuales se han realizado las transacciones. A continuación se presenta la figura 6.4 que muestra la evolución del precio de despeje del mercado de capacidad de PJM, para transacciones diarias y mensuales de derechos de capacidad para el año 1999. En el gráfico se presentan el promedio ponderado de los precios de despeje de las subastas de cada mes y los montos de MW transados.

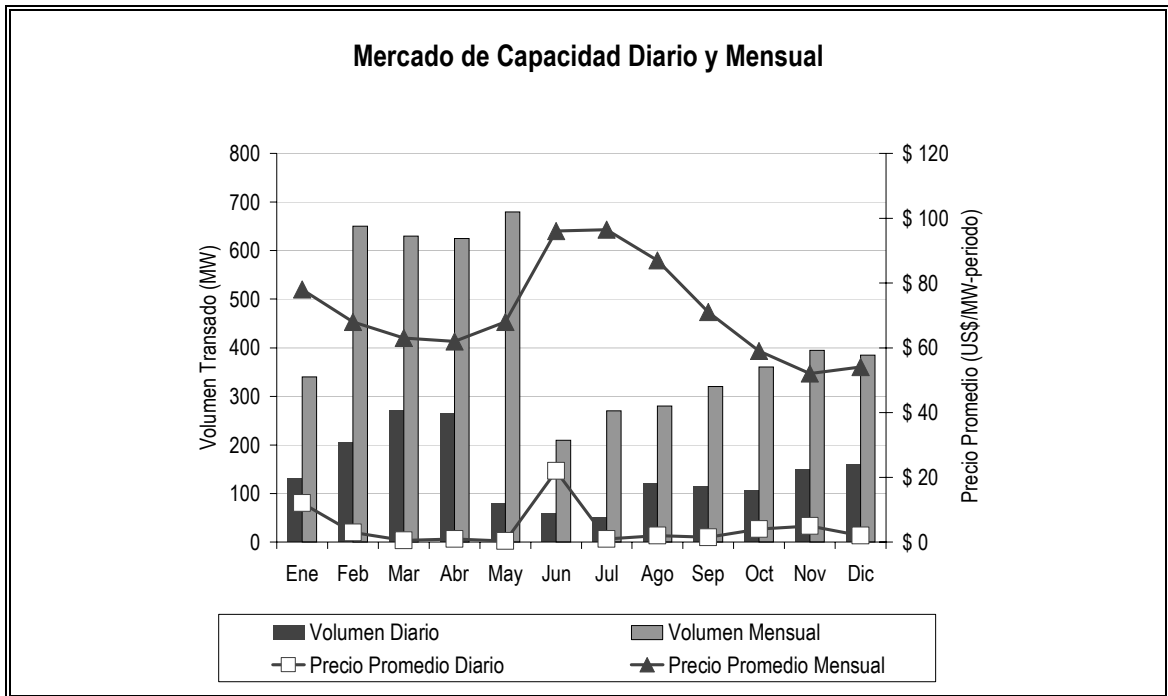


Figura 6.4: PJM – Paralelo diario – mensual Mercado de Capacidad

Para aquellos meses donde la demanda es mayor, la obligación de contratar capacidad impuesta a los LSE es mayor, lo cual se evidencia claramente para los meses cercanos a Julio, peak del sistema PJM, donde al ajustarse el sistema el precio aumenta.

Observando el gráfico expuesto, no hay evidencia clara de un poder de mercado. Aún así se debe considerar que a la fecha de los valores expuestos, los mercados pueden haber sido muy nuevos y los participantes podrían haber estado aprendiendo el funcionamiento de éstos. Además, según las características de PJM en niveles de capacidad instalada y obligación, la demanda por potencia es lo suficientemente inelástica como para motivar un posible poder de mercado.

Por esto, a continuación se presenta un análisis más teórico del mercado de capacidad de PJM acerca del tema.

Todo libre mercado funciona sobre la base de que cada participante intentará maximizar sus utilidades, de forma de rentabilizar al máximo su inversión.

En este sentido es muy importante dejar claras las reglas del mercado, de forma de que el comportamiento de los participantes sea el esperado. En este tipo de mercados los participantes buscan el óptimo económico, aunque con medidas justas se puede alcanzar también el óptimo social del sistema. La idea de desregular los mercados eléctricos y dejar que sea la libre competencia la que tome ciertas decisiones apunta a este objetivo, permitir que se obtengan rentabilidades atractivas, maximizando también, la utilidad social.

Lamentablemente, no siempre es posible determinar aquellas reglas que limiten el comportamiento de los participantes de forma de que el óptimo social sea alcanzado. Por esto siempre es conveniente analizar las alternativas de modelo desde la perspectiva de un participante que busca obtener las mayores ganancias posibles, de modo de encontrar aquellos escenarios desfavorables que hacen que el sistema apunte hacia objetivos no buscados.

La alternativa de pago por capacidad que se presentó anteriormente se basa en la libre competencia. Cada generador oferta su potencia de modo de poder percibir un pago adicional, con el cual, la unidad deja comprometida su capacidad para ser usada posteriormente. Todos los cálculos del valor de la oferta son tarea de cada generador. El Comité de Confiabilidad no conoce ningún costo marginal, tasa de disponibilidad o dato que le indique las características del generador que está ofertando su capacidad instalada, si no que sólo se preocupa de contratar la cantidad de potencia necesaria para poder alcanzar un nivel de confiabilidad preestablecido. De esta forma la unidad generadora tiene total libertad de acción y el precio que esta oferte será el único reflejo de cada una de las características que éste posea.

El óptimo social que busca el Comité de Confiabilidad, es minimizar el monto de dinero necesario para mantener un sistema eléctrico confiable. Por esto las reglas del mercado deben apuntar en ese sentido, esto es, alcanzar la adecuación y seguridad requerida por los consumidores.

Lo único que podría alejarnos de este óptimo social, dentro de los aspectos que queremos simular, es que los generadores oferten por sobre del precio real de la capacidad que están ofreciendo. Para analizar este aspecto más

detalladamente tenemos que distinguir dos escenarios: un mercado con generadores independientes y mercado con generadores coludidos.

Si el parque generador está formado por generadores independientes supondremos que estos no son capaces de influir con sus decisiones en los otros participantes, más allá de la competencia misma, con el precio como única información. Como el generador busca percibir un pago adicional por capacidad este intentará por todos los medios de ser contratado en la subasta. Dado que en la subasta el Comité de Confiabilidad ordena las ofertas de cada generador según el precio que presentan, para luego pagar el precio de despeje a cada uno de los que fueron aceptados, el valor de la oferta de los generadores sólo influye en el orden que realiza el operador del sistema. El precio que se paga a cada generador por la capacidad no depende de cada oferta, sólo de la oferta de despeje, concluyendo que todos los generadores intentarán ofertar lo mínimo de modo de resultar contratados.

Si se supone un mercado de 6 participantes, puede darse la situación que se presenta en la figura.

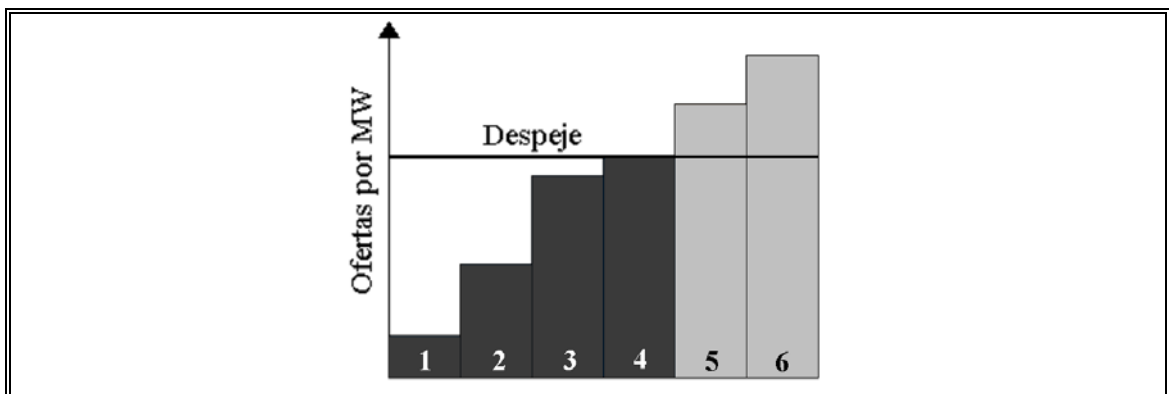


Figura 6.5: PJM – Subasta

Observamos que el Comité de Confiabilidad, buscando contratar toda la demanda pronosticada, ordena las ofertas de menor a mayor costo, para luego ir contratando la potencia que cada generador oferta, en el orden establecido, hasta

llegar al objetivo propuesto. Según la figura, el ente regulador realiza contratos con los generadores 1, 2, 3 y 4. Debido a que los generadores 1, 2 y 3 no pueden manipular el comportamiento del generador 4, éstos buscarán minimizar su oferta de forma de asegurar su contrato. Por su parte el generador 4, si llega a comprender, por medio de información del mercado, que su oferta será el precio de despeje intentará subirla, de forma de percibir ingresos mayores. Sin embargo, si el generador 4 sube demasiado su oferta, puede resultar que la oferta del generador 5 resulte más baja, quedando fuera del pago por capacidad. El generador 4 realiza una apuesta, intentando maximizar sus ingresos por concepto de potencia, mientras que el resto de los generadores no tienen ningún incentivo a ofertar por sobre sus costos reales.

El escenario de generadores coludidos, por otra parte, puede ser entendido como un mercado de pocos generadores independientes, donde el número de grupos coludidos determina cuantos grupos de precios existe. De todos modos, en este escenario siempre se presentará una situación como la antes descrita, donde es un grupo de generadores quién decida el precio de despeje, y posterior valor de capacidad para todos los generadores que sean contratados. En este sentido se deberá tomar en cuenta que mientras menos sean los grupos participantes, más difícil será obtener el óptimo social, dado que el generador de despeje podrá variar más fuertemente el precio de su oferta, sin correr riesgos de no ser contratado en la subasta.

El otro aspecto a tomar en consideración en este análisis es la tecnología de los generadores. En parques generadores donde no existan diferencias de tecnología muy grandes la distancia entre ofertas será menor, dado que los costos marginales de capacidad serían parecidos. Como se explicó anteriormente, el único costo a tomar en cuenta a la hora de comprometer potencia, es determinar los posibles periodos donde el generador no va a estar disponible, teniendo que pagar multas por cada MWh que deje de proveer. De esta manera, si las tecnologías son similares, tanto los periodos de mantención, como las tasas de disponibilidad serán parecidos, disminuyendo el rango de precios de las ofertas. Con esto, el rango de apuesta del generador de despeje disminuye, resultando en un mercado más óptimo.

Por último, la capacidad instalada también es un aspecto a estudiar. La capacidad instalada sólo le dará poder de negociación a las centrales que sean una parte importante de la capacidad instalada total del sistema, siempre y cuando el parque completo sea el preciso para satisfacer los requerimientos de potencia del ente regulador. En estos escenarios, como todas las ofertas serán tomadas en cuenta, el generador que determine el precio de despeje no tendrá el riesgo de salir de la subasta, debido que no existiría generación suficiente para asegurar el consumo. Luego, en este tipo de escenarios, el precio por capacidad podría ser fijado a un precio de racionamiento, con el cual se de la señal al mercado de que hace falta inversión en generación. Con este precio máximo, se puede limitar los niveles de remuneración, además de proteger a los consumidores. A pesar de esto, en escenarios donde la capacidad sea suficiente como para prescindir de algunos participantes, el precio de despeje se mantendrá en el mínimo posible, obteniéndose el óptimo social, dado que cualquier intento de apuesta por parte del generador que fija éste precio, puede resultar en que quede fuera de la subasta.

Observamos, en conclusión, que uno de los escenarios donde más se puede manejar el precio es en aquellos donde el parque generador es deficiente. Sin embargo, en estos escenarios, el consumidor no debería preocuparse de pagar precios altos por capacidad, dado que de esa manera esta motivando inversión en el sector.

En escenarios donde exista capacidad suficiente, un numero razonable de participantes y generadores con tecnologías prudentemente parecidas, un pago por capacidad como el descrito debería apuntar a remunerar y rentabilizar la inversión de aquellos generadores que aportan confiabilidad al sistema.

## **VII. APLICACION DEL MODELO PJM EN CHILE**

En este capítulo se aplica el modelo explicado anteriormente en el mercado eléctrico de Chile. Este modelo reúne las características principales del modelo PJM y ha intentado captar los elementos esenciales que hace de éste un modelo exitoso.

En las primeras secciones de este capítulo se estudia las características del escenario chileno, contexto en el cual el modelo se desarrollará y donde se intentará aplicar la nueva política, para luego presentar los resultados obtenidos por medio de la simulación.

Se incluye, además, un análisis de los resultados que se obtuvieron, intentando entender la influencia de cada una de las variables que toman parte en los cálculos, tanto en los montos resultantes, como también en los objetivos que se desean obtener por el pago por capacidad propuesto en esta memoria.

### **7.1 Escenario de simulación**

En capítulos anteriores se explicó que no siempre las políticas que resultan exitosas pueden exportarse a otras realidades. En ese sentido, es de real importancia analizar, desde la perspectiva del escenario donde se desea aplicar el modelo, como se adapta el modelo a imitar.

PJM ha sido exitoso en muchos de sus aspectos, especialmente en lo que se refiere a seguridad y suficiencia, por lo que es muy atractivo poder estudiar un posible cambio en el modelo chileno, intentando adoptar los aspectos más relevantes de PJM y que explican este éxito.

Acerca de la realidad del mercado eléctrico del sistema PJM, podemos apreciar que la capacidad instalada esta compuesta principalmente por plantas nucleares, dejando un bajo porcentaje para centrales hidráulicas. De hecho un 2% es hidráulica, 9% es a gas y el resto se reparte en plantas nucleares, principalmente.

Tomando esto como dato y considerando que típicamente las plantas hidráulicas debieran ser despachadas según un plan estratégico, el cual optimizara



económica o socialmente el uso del agua, consideramos que un modelo de las características que presenta PJM se acerca más al escenario que hoy existe en el Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile (SING) donde un 0.1% de la capacidad instalada es hidráulica, 39.7% es a carbón, 49.9% es a gas natural y 10.3% es a petróleo [Esta00].

Además se debe considerar, que para que funcione un modelo con mercados de energía y capacidad, de las características de los modelos existentes en PJM, es necesario que la producción por parte de los generadores no esté en ninguna forma restringida o regulada, de modo que las decisiones estratégicas de cada participante sea lo que decida el funcionamiento de éstas, lo cual refuerza la idea de aplicar la simulación en el SING y no así en el SIC (Sistema Interconectado Central), donde las centrales hidráulicas juegan un papel importante.

## **7.2 Antecedentes generales del SING**

El Sistema Interconectado del Norte Grande abastece de energía eléctrica a la primera y segunda región de Chile, sector de 185.142 Km<sup>2</sup>, que corresponde a un 24,6% de la superficie del territorio continental del país[Esta00].

Este sector se caracteriza por presentar un clima de sequedad extrema, lo que motivó que las ciudades se levantaran en sectores costeros. La actividad principal de esta región es la minería, la cual es también la principal fuente de centros de consumo de energía eléctrica.

Debido a que las minas están más cercanas a la cordillera y las ciudades se mantienen en la costa, los centros de consumo en el SING están alejados por grandes distancias, lo que dificultó, en cierta manera, la interconexión de las centrales eléctricas del sistema. Sólo en 1987 se comienza a realizar interconexiones importantes entre las centrales que habían surgido como consecuencia de los proyectos mineros y al surgimiento de las ciudades, dando inicio a lo que se denomina Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Luego en 1993, comienza a operar el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) como operador de éste.

Como se explicó en la sección anterior, la generación en el SING es principalmente térmica, con sólo un 0,4% de generación hidráulica. En los gráficos siguientes observamos como está conformado el parque de generación del SING, tanto por empresa, como por tipo de combustible o tecnología.

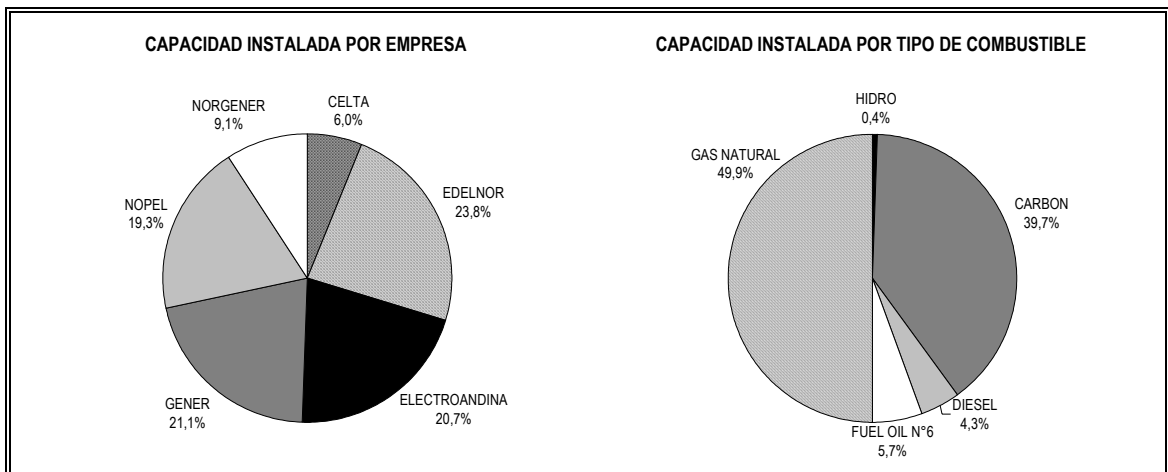


Figura 7.1: SING – Capacidad instalada

La capacidad instalada del SING posee 6 empresas participantes a la fecha, donde son 4 los más importantes, cada uno con más de 19% de la potencia instalada total del sistema. Este punto es especialmente importante a la hora de estudiar posibles colusiones entre participantes, debido que mientras menos sean estos, es más sencillo que los generadores se pongan de acuerdo de manera de obtener mayores ingresos de los que, por medio de una participación individual, obtendrían.

Toda la capacidad instalada del SING llega a 3.040 MW, muy superior a los 1.213 MW requeridos para satisfacer la demanda máxima que existió el año 2000. Esto deja de manifiesto la gran sobrecapacidad existente en el sector la cual alcanza un 250% de la demanda máxima. Esta sobrecapacidad fue producto, en parte, del ingreso de grandes centrales de ciclo combinado de cerca de 500 MW cada

una, como son las centrales Salta de Gener con 582 MW o Atacama de Nopel con 554 MW.

En los siguientes gráficos se muestra como se divide la generación en el SING, establecida según los despachos económicos que realiza el CDEC.

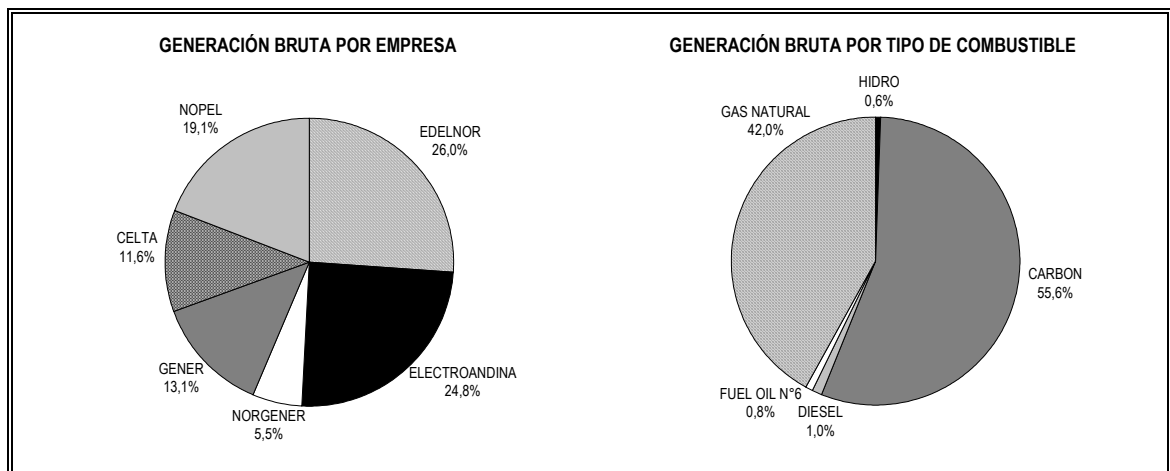


Figura 7.2: SING – Distribución generación

Notamos que la generación de energía en el SING se realiza básicamente mediante el uso de dos tecnologías, ciclo combinado y centrales a carbón. Las centrales de ciclo combinado comenzaron a ingresar al sistema a partir del año 1999 y debido a su alta eficiencia y bajos costos participan en gran parte del despacho. Las centrales de carbón, en tanto, comenzaron a incorporarse en los años 80. Estas centrales todavía siguen vigentes, aún después del ingreso de las unidades de ciclo combinado, debido a los costos del combustible y el nivel de eficiencia aceptable que presentan.

El ingreso de la nueva tecnología, las centrales de ciclo combinado a gas natural, puede explicar en parte la sobrecapacidad del sistema.

En los últimos años parecía rentable incorporar centrales de ciclo combinado en base a gas natural, debido a que posee características de costos que

motivan su inclusión en el despacho realizado por el operador del sistema. Además se dieron en el SING una serie de señales, provistas por la autoridad, que indicaban que las centrales a gas iban a poder captar altos niveles de remuneraciones por energía y por capacidad. Por esto, se motivó fuertemente la inversión en centrales de este tipo. Esto, junto a la existencia de unidades más antiguas, básicamente a carbón, las cuales todavía pueden producir energía, provoca un escenario como el actual, donde la sobrecapacidad es evidente.

En relación con el pago por capacidad, este ha sido muy conflictivo en los últimos años, como se explicó en el capítulo V. Debido al carácter general de la ley que rige en la actualidad, no queda claro el método con que se debería calcular dicho pago por potencia firme, ni tampoco queda claro cuales son los datos que se deben utilizar, lo que ha ocasionado que existan controversias acerca de la manera óptima para realizar el pago. Además, considerando que para realizar el cálculo del pago por capacidad actual, los generadores deben proveer al CDEC de datos que son utilizados para obtener el monto a pagar, surgen discrepancia acerca de la validez de éstos. Esta problemática se incrementa debido a que cada participante posee características y tecnologías diferentes, lo cual lleva a diferentes posturas que benefician a unos u otros.

De todos modos, si se toma en cuenta que el objetivo principal del pago por capacidad es proveer confiabilidad al sistema, es importante observar que la suficiencia del SING a corto plazo está lograda. El escenario que se presenta en la actualidad muestra cerca de tres veces mas capacidad que la estrictamente necesaria para abastecer la demanda.

La seguridad del sistema, en cambio, requiere motivar a los generadores a estar presente en el despacho para cuando se les necesite, objetivo que cobra mayor relevancia en la actualidad.

Como se explicó en el capítulo III, dentro de las dificultades que se presentan a la hora de implementar un pago por capacidad está la manera con que se reparte esta remuneración. Por esto, dentro del análisis se incluye un estudio de la forma como se distribuye el pago, de forma de examinar las señales que se están dando por medio del pago por capacidad propuesto.

La manera con que los objetivos son cumplidos por la propuesta es analizada en las siguientes secciones, donde la simulación del pago por capacidad basado en el sistema PJM, es llevada a cabo.

### **7.3 Simulación del modelo PJM en el SING**

En esta sección se desarrolla la simulación del pago por capacidad en el SING. Primero se explican el proceso de simulación que se lleva a cabo, luego se presentan los datos utilizados para llevar a cabo la simulación, indicando la fuente de estos y explicando las estimaciones realizadas para, finalmente, realiza el análisis de los resultados obtenidos.

Dentro de los resultados se incluyen distintas sensibilizaciones de los parámetros más importantes, de forma de comprender la forma con que éstos influyen en los montos por capacidad, además de estudiar las señales que se generan.

En esta propuesta se considera el CDEC, como ente independiente, incorpora las funciones del Comité de Confiabilidad del PJM.

#### **7.3.1 Explicación de la Simulación**

La simulación que se presenta en esta memoria tiene por objetivo principal el estudiar el mercado PJM en el escenario chileno, de manera de analizar las diferentes ventajas que tendría el llegar a incorporar un mercado similar al estudiado, en nuestro país.

Uno de los aspectos más relevantes de PJM, y que ha sido escogido para simularlo, es el mercado de capacidad, el cual permite asegurar la presencia de generadores disponibles para satisfacer la demanda. A continuación se presenta un esquema simplificado de lo que se estudia con la simulación desarrollada.

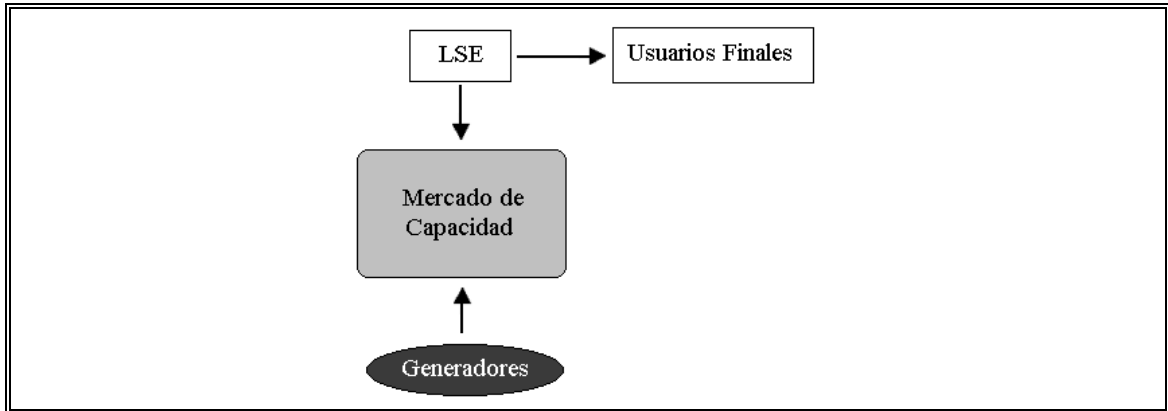


Figura 7.3: Esquema simple simulación

Según el esquema, y como se ha explicado, los LSE o Load Serving Entities, poseen la tarea de asegurar la producción de energía para el futuro, según los pronósticos que se vayan realizando al pasar de los años. Para realizar esta tarea, los LSE acuden al Mercado de Capacidad, el cual ha sido instaurado de manera de permitir la celebración de contratos entre los generadores y los LSE, por medio de los cuales, las centrales generadoras comprometen su producción futura a un cierto LSE, por un cierto periodo y a un cierto precio, permitiendo, en consecuencia, que los LSE puedan cumplir con su objetivo de asegurar el abastecimiento eléctrico de los clientes que tiene asociados. Todo esto permite que los usuarios finales gocen de una oferta de energía con niveles aceptables de confiabilidad y seguridad.

A partir de la situación descrita, se diseñó una simulación que permitiese observar la forma con que el modelo PJM se desarrolla en un escenario como el SING.

La simulación realizada considera cada una de las unidades generadoras que posee en la actualidad el SING, tomando en cuenta la potencia instalada de cada unidad, sus características de disponibilidad o seguridad y su localización dentro del sistema interconectado.

El diagrama de flujos siguiente muestra cada uno de los pasos que se llevan a cabo para simular el modelo PJM en este nuevo escenario.

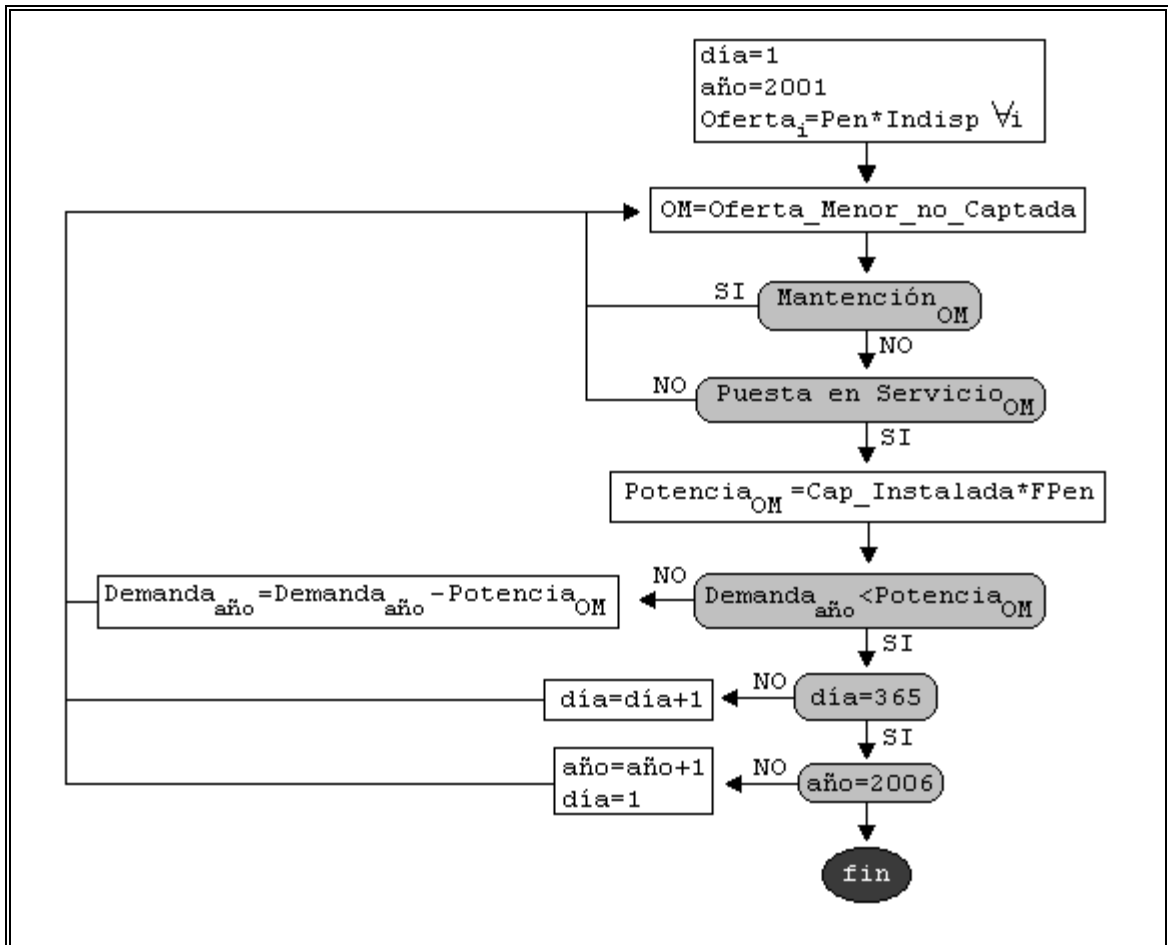


Figura 7.4: Diagrama de flujos simulación

Según el esquema, la simulación se inicia con el establecimiento de las condiciones iniciales para realizar la simulación. Estas son el día y año para el cual comienza el proceso y el cálculo de las ofertas que cada generador presentará en el Mercado de Capacidad, por medio de la cual buscará ser comprometido por algún LSE (en el diagrama de flujos, el subíndice  $i$  representa cada central de generación).

Las ofertas de los generadores se calculan a partir de las tasas de disponibilidad de cada unidad y la penalización que deberán pagar al LSE por no estar disponible para cuando se le necesite. Cabe resaltar que este cálculo de oferta se mantiene constante en el proceso, debido a que las variables de penalización e

indisponibilidad que componen dicho cálculo se han supuesto constante, las cuales se han estimado a partir de un análisis que se presentará posteriormente.

Luego de obtener la oferta que presentarían en el Mercado de Capacidad cada uno de los generadores, comienza un proceso de iteración que se realiza para cada día del horizonte de cálculo, por medio del cual se obtienen los diferentes compromisos que toman los generadores buscando captar el pago por capacidad. Para realizar este proceso se ordenan de menor a mayor todas las ofertas presentadas por los generadores. Luego se buscará, en cada iteración, la menor oferta presentada, cuidando de que no haya sido ya captada el día en proceso.

Una vez determinado el generador OM (Oferta menor no captada), se revisa si el generador presentará una salida programada de mantención para el día en proceso. Si se estima que la unidad estará en mantención, se excluirá de la lista de ofertas por ese día, con lo cual se volverá a determinar nuevamente la unidad OM, sin considerar la unidad elegida previamente. Con esto se toma en cuenta sólo el Unforced Capacity de la unidad, dado que si ésta presenta mantenciones o alguna salida programada, no podrá comprometerse con cualquier LSE.

Si el generador no presenta mantenciones o salidas programadas para el día en proceso, se verifica si la unidad ya está puesta en servicio. Esto se realiza para incorporar el aspecto dinámico de los sistemas interconectados, en materia de capacidad instalada. En el desarrollo que se presenta en las secciones posteriores, se considera un análisis en relación con las señales de inversión que provee el modelo, para lo cual la verificación de puesta en servicio permite tomar en cuenta proyectos futuros en materia de generación eléctrica.

Si la unidad OM está en servicio, pasa a la condición de “unidad captada” en el Mercado de Capacidad. La cantidad de MW que la unidad ofrece al mercado (“Potencia” en el esquema) será igual a la capacidad instalada por su factor de penalización respectivo, por medio del cual se representan las pérdidas que ocurren en las líneas de transmisión.



La utilización de factores de penalización permite colocar en igual condiciones a todas las unidades generadoras, mediante lo cual el sistema interconectado pasa a ser uninodal.

Finalmente, si la potencia captada permite completar toda la demanda pronosticada para ese día, el proceso de iteración termina, aumentando en 1 el día o el año, según corresponda.

En suma, la simulación descrita permite incorporar los elementos centrales del mercado de Capacidad de PJM, como es el concepto de Unforced Capacity y el uso de una penalización por no estar disponible. Con esto la subasta realizada logra minimizar el costo de asegurar la producción de energía para el futuro, tomando en cuenta las estimaciones de demanda que realice el CDEC.

Luego de realizar este proceso, es posible calcular el pago por capacidad que recibe cada uno de los generadores que hayan resultado captados en las subastas.

Dicho pago por capacidad se calcula según el siguiente procedimiento. En la subasta el generador recibe el precio de despeje por cada uno de los MW que hayan sido comprometidos, monto al cual se le deduce las penalizaciones correspondientes a las fallas que sufrirá el generador durante el periodo de compromiso.

Para estimar las penalizaciones que se espera el generador debería pagar en la operación del sistema, se utiliza el valor de la oferta presentada por la unidad. Esto se debe a que el cálculo de la oferta representa justamente el valor esperado de las penalizaciones que el generador debería cancelar.

El volumen total que se haya obtenido por concepto de penalizaciones durante la operación, luego es devuelto a los generadores según prorrata de las tasas de disponibilidad promedio y la cantidad de MW comprometidos, de cada uno. De esta manera se procede a repartir las penalizaciones de aquellos generadores que fallaron durante la operación, en las unidades que si cumplieron con su compromiso.

### **7.3.2 Datos de la simulación**

Para realizar la simulación del pago por capacidad existente en PJM en la actualidad, se deben estimar, en primera instancia, las ofertas que cada generador realizará en la subasta, de forma de comprometer su potencia.

Cada uno de los generadores obliga, por medio del pago por capacidad, una cantidad de su potencia instalada. Al aceptar este pago, el generador deberá estar disponible para ser despachado cuando se le necesite. Si el generador no cumple con este compromiso, deberá pagar una penalización por cada MWh que deje de proveer.

De esta manera, el generador debe estimar el tiempo que estará indisponible, debido que por ese periodo deberá pagar la penalización descrita, siempre y cuando resulte aceptado en la subasta de potencia. Para esto se utilizaron básicamente dos datos: la tasa de indisponibilidad forzosa promedio de cada generador e información acerca del plan de mantención de cada unidad.

Mediante el uso de la tasa de indisponibilidad de cada central se obtiene el tiempo promedio de falla de cada unidad, dentro de un periodo específico. Cada uno de estos periodos de falla son ponderados por la penalización predeterminada, de forma de obtener el precio mínimo al cual el generador estaría dispuesto a comprometer cada MW de su capacidad instalada, por periodo.

Para cada uno de los 6 años que se realiza la simulación, las tasas de indisponibilidad forzosa se mantienen constantes. Este supuesto es válido si consideramos que el plazo de estudio es corto, en duración, en comparación a las características de envejecimiento de los generadores eléctricos. Además, no se consideran las tasas de fallas históricas, debido que una falla en particular no influye en la tasa de falla para el futuro, si no que más bien se pueden considerar como eventos independientes. Por esto se utilizaron los datos obtenidos del documento de fijación de precios de nudo de la CNE para Octubre de 2001, donde se presentan tasas de indisponibilidad forzosa, calculadas en base a estudio de las unidades en cuestión. Estos datos se presentan en el Anexo A [Nudo01].

Por su parte, los periodos de mantención de cada unidad fueron obtenidos de información provista por el CDEC, organismo que organiza dichos periodos. A partir de esto, se supuso que esta organización era válida para los próximos años, por lo cual, al igual que la tasa de indisponibilidad, se mantuvo sin cambios. Los periodos considerados son expuestos en el Anexo B.

Otro supuesto que se consideró al realizar este cálculo, es que cualquier unidad al fallar, comprometerá toda su producción de energía, debiendo ser desconectada. Este supuesto es totalmente válido para aquellos días donde el generador está en mantención, dado que durante ese día, la unidad debe detener la producción de energía por completo. En relación con las fallas intempestivas, es bastante realista pensar que en la mayoría de las ocasiones, la falla obliga a detener los generadores y a desconectarlos de la red.

Con los datos y supuestos explicados, podemos obtener las ofertas mínimas por potencia que cada generador realizará por cada día, de los siguientes 6 años. Esta oferta se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$O = pen \cdot P \cdot IF \quad (7.1)$$

Donde  $O$  es la Oferta en US\$/MW que cada generador realizará en la subasta de forma de comprometer su capacidad para el despacho,  $P$  es el periodo, en horas, para el cual es válido el compromiso,  $IF$  es la tasa de indisponibilidad forzosa y  $pen$  es la penalización por no cumplir con el contrato en US\$/MWh.

Se debe considerar, que al igual que en el sistema PJM, sólo es posible ofertar la potencia instalada después de las mantenciones o salidas programadas, debido a lo cual en la simulación se marginan aquellas unidades que están en esos estados. Además, como se explicó en la sección anterior, los MW que ofrece cada unidad se ven reducidos según el factor de penalización que se le aplique. Estos factores permiten llevar a todos los generadores a un mismo nodo, para el cual se realiza la subasta. Esta aproximación permite tomar en cuenta las pérdidas de energía que presentan las líneas. Los factores utilizados se obtuvieron directamente del documento de fijación de precios de nudo de la CNE para Octubre de 2001, los cuales se incluyen en el Anexo C [Nudo01].

Acerca de la penalización a cobrar a aquellos generadores que no cumplan con sus compromisos de capacidad, ésta puede representar el costo de falla del sistema, o bien, el costo que se incurre al dejar de proveer energía a un consumidor. En PJM, el esquema de penalización obliga a cada generador Capacity Resource a pagar una multa que asciende a sólo US\$ 7,35/MWh, que corresponde al Capacity Deficiency Rate. Se debe considerar además, que el generador debe adquirir la energía que no fue capaz de consumir en el mercado spot de energía, aumentando esta penalización en US\$ 28,1/MWh en promedio para los años 1999 y 2000.

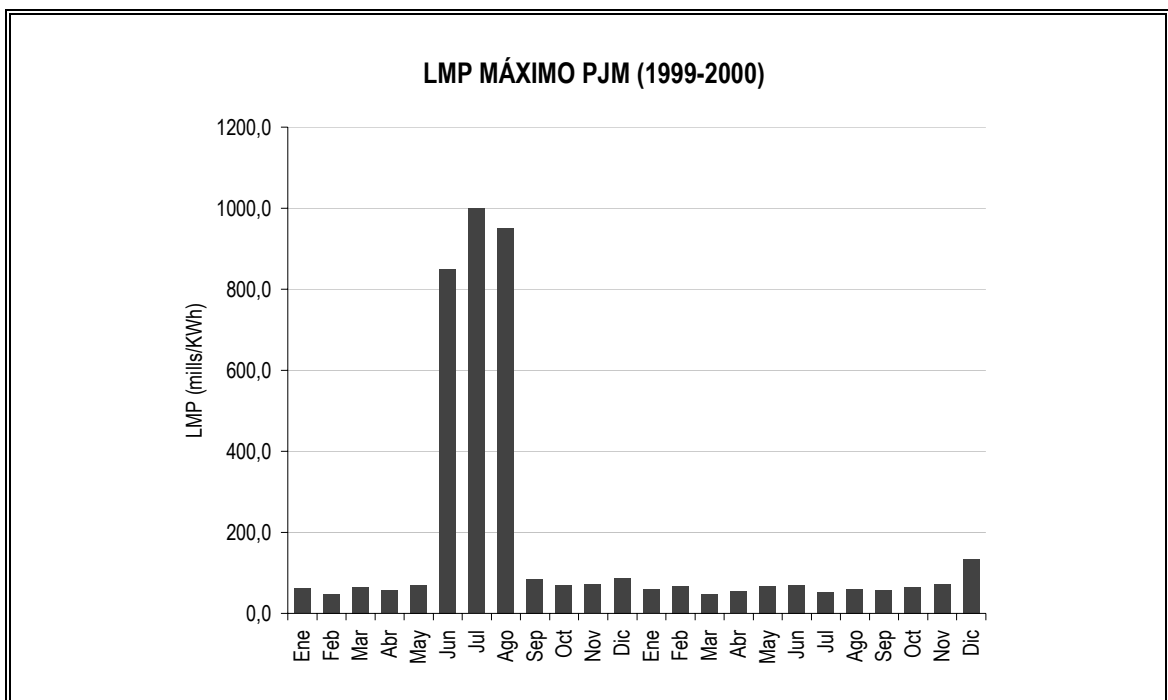


Figura 7.5: PJM – LMP Promedio

De esta manera, en PJM la penalización podría considerarse que llega a los US\$ 35,5/MWh.

Aunque la penalización que se cobra en PJM es válida, el valor descrito carece de todo significado mayor para los generadores. En PJM el Capacity

Deficiency Rate es calculado según el costo marginal de inversión en nueva potencia, estimado en base a cálculos que el Comité de Confiabilidad realiza. Debido a que el pago por capacidad que se propone en esta memoria busca disminuir al mínimo la intervención de un ente externo, parece más claro igualar la penalización al costo de falla. Esto se basa en que los generadores que no estén disponibles para producir energía, aún cuando hayan sido comprometidos por medio del pago por capacidad, estarán afectando la confiabilidad del sistema, y por lo tanto, aumentando la probabilidad de falla del sistema. Una penalización al costo de falla, es por lo tanto, una señal más directa de lo que se busca conseguir con el pago por capacidad.

A pesar de la explicación presentada en el párrafo anterior, la penalización es sensibilizada en la simulación, de modo de observar la forma con que varían los montos relativos al pago, al cambiar dicho valor.

Según lo explicado se utilizó una penalización de 335 mills/KWh que corresponde a la penalización existente hoy en el SING.

En PJM no existe un costo de falla como tal, existe un techo para las ofertas de energía de 1.000 mills/KWh. Este valor indica, de alguna forma, el nivel al cual el operador del sistema esta dispuesto a desconectar carga, antes de seguir adquiriéndola en el mercado. De hecho, a continuación se observa un gráfico con los LMP máximos pagados en PJM, donde para Julio del año 1999 se llegó a un nivel de complicación tal, que la energía alcanzó este nivel máximo.

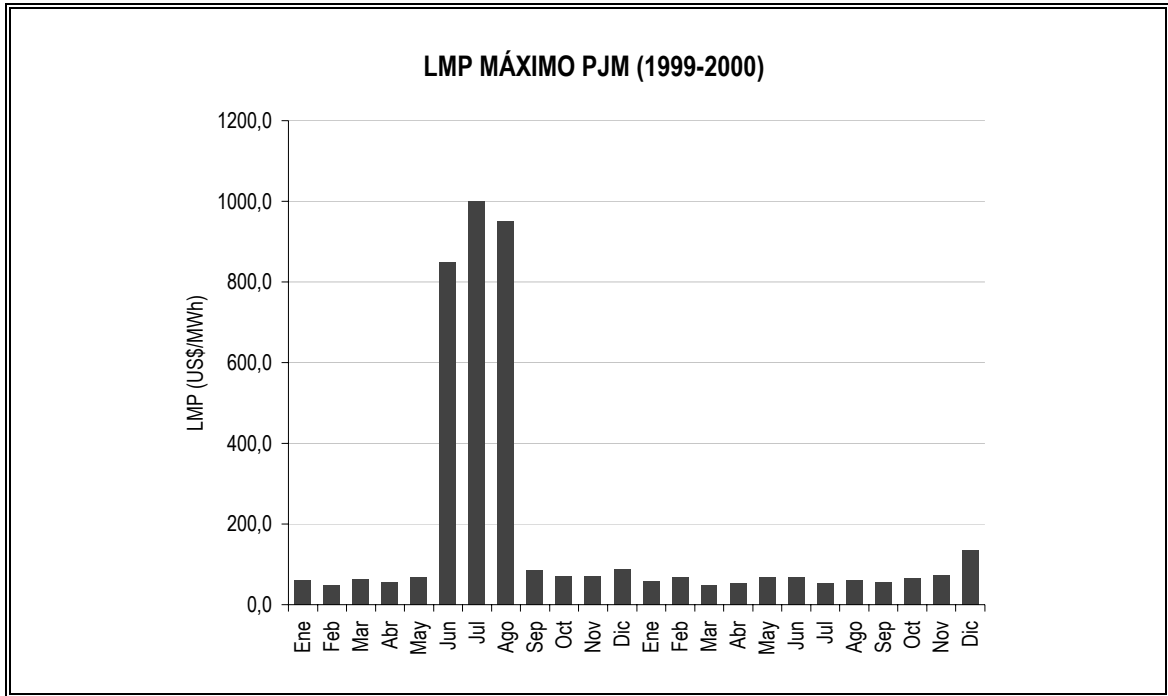


Figura 7.6: PJM – LMP máximo

De esta forma, podemos considerar 1.000 mills/KWh como el costo de falla del sistema PJM.

Aún cuando del costo de falla estimado para el sistema PJM sea de 1.000 mills/KWh se utilizará el costo de falla de 335 mills/KWh relativo al SING, dado que representa de mejor forma la realidad del sistema.

Finalmente, para completar la simulación, es necesario estimar la demanda máxima del SING para el año 2001 en adelante, para lo cual se utilizó la estadística de generación máxima del sistema, según datos provistos por el CDEC [Esta00].

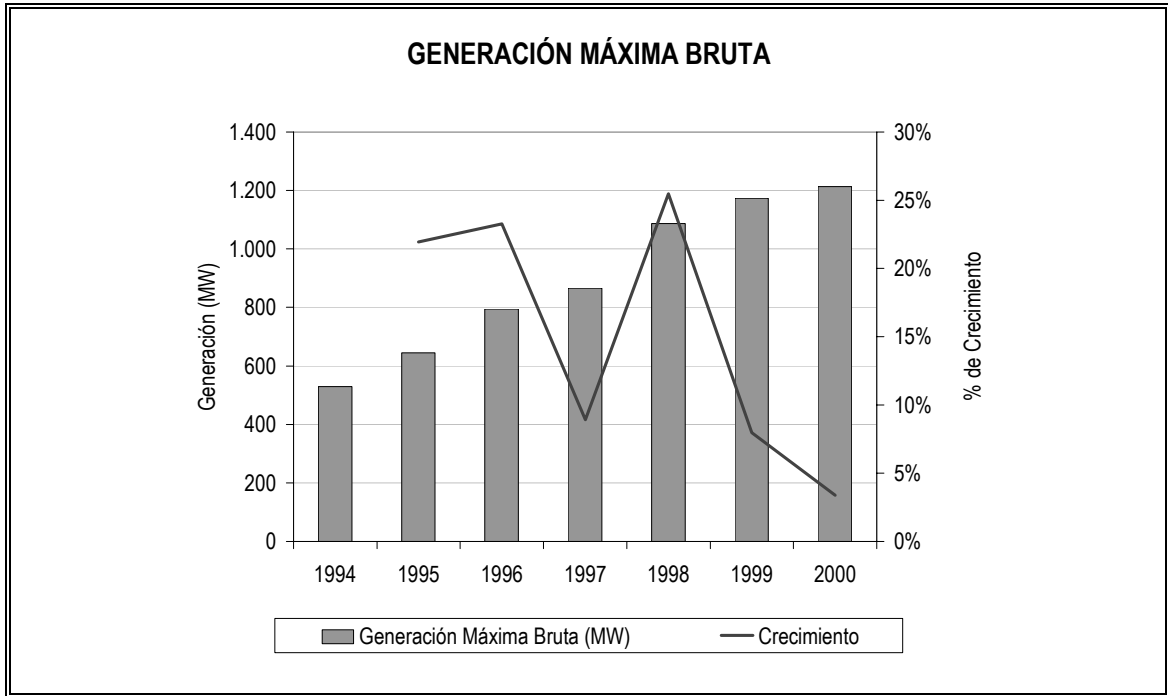


Figura 7.7: SING – Estadística de generación máxima

A partir de la figura 7.7, es muy difícil de llevar a cabo una extrapolación del crecimiento esperado de la generación máxima del SING, sin embargo se percibe que el crecimiento de los últimos dos años ha sido menor que en el resto de los periodos, posiblemente correlacionadas con la baja en la tasa de crecimiento del país. Por esto, se ha estimado que una tasa representativa para los siguientes años es un 10%, valor con el cual se extrapolaron las generaciones máximas del SING desde el año 2001 al 2006.

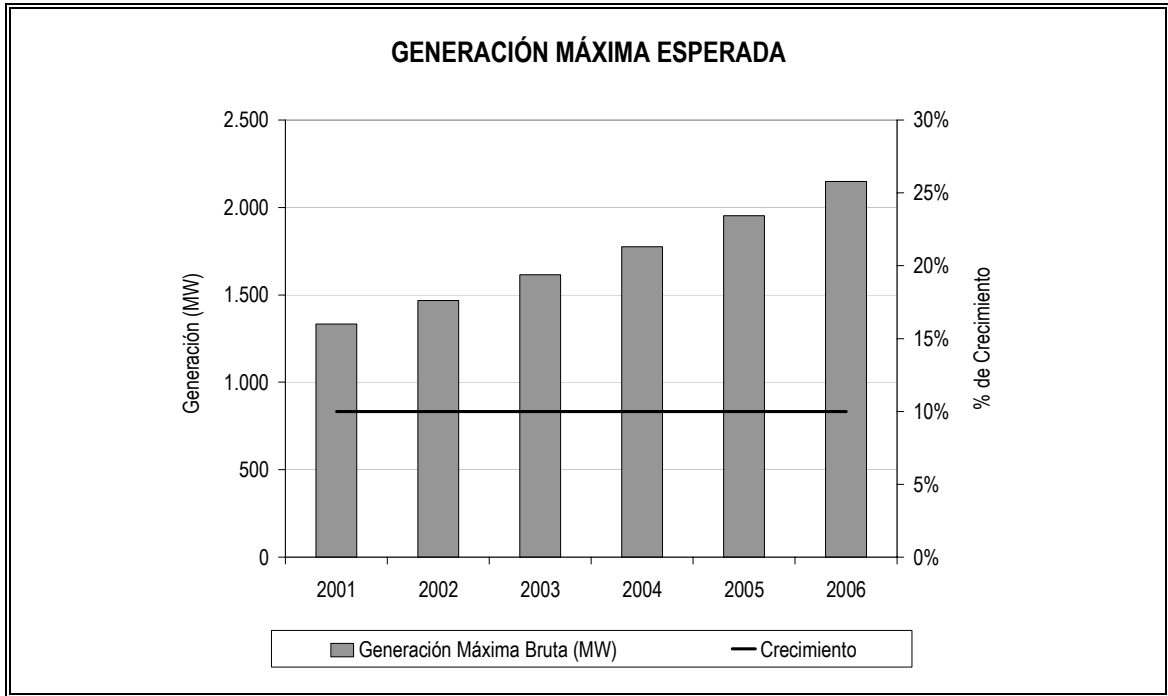


Figura 7.8: SING – Estimación generación máxima

En definitiva, mediante las estimaciones y cálculos descritos, es posible realizar la simulación del modelo de pago por capacidad que se presenta en PJM, según las características y valores que se observan en el SING. Los resultados de dicha simulación se presentan a continuación.

### 7.3.3 Resultados de la simulación

Para llevar a cabo una simulación de la subasta de capacidad, primero se estiman las ofertas de cada unidad mediante el método descrito en la sección anterior. Con las ofertas calculadas por central unidad de generación se confeccionó el gráfico que se presenta a continuación. Estas ofertas se hacen para la subasta diaria de capacidad, considerando como periodo de compromiso un día y teniendo en cuenta que las unidades que tengan planes de mantenimiento no participarán en la subasta. En este contexto, es importante recalcar que el CDEC deberá organizar dichos periodos de mantención de forma de que la capacidad instalada no disminuya a niveles riesgosos.



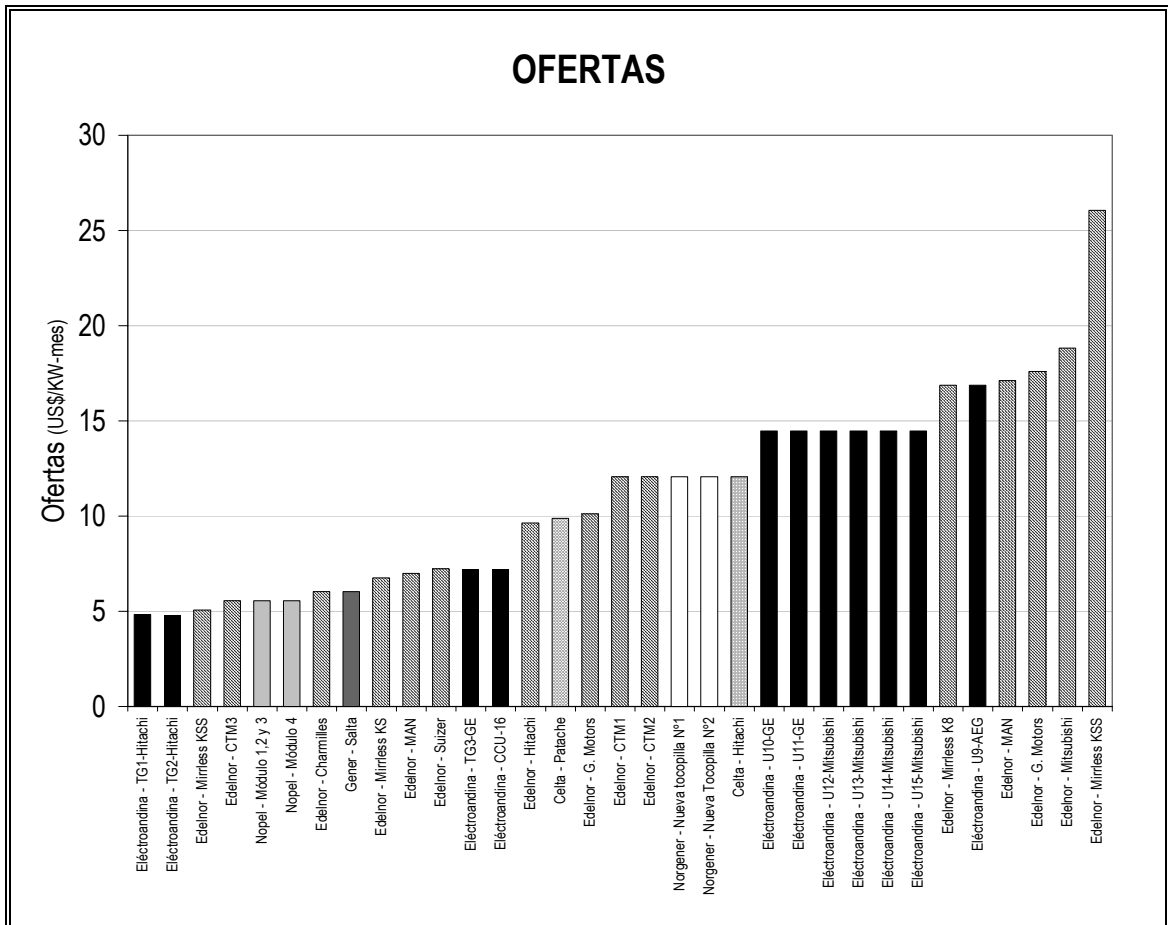


Figura 7.9: Simulación – Ofertas de los generadores

Con las ofertas presentadas en el Mercado de Capacidad, el CDEC va tomando compromisos con las unidades de manera de obligar todo el nivel de demanda que se estima enfrentar en el futuro. La figura 7.10 muestra, manteniendo los rellenos de las barras que representan a cada unidad presentados en la figura 7.9, el aporte en capacidad que realiza cada unidad al sistema, en forma ordenada, según las ofertas que presentan. De este modo, para niveles de demanda de 917 MW, que corresponde a la demanda máxima esperada para el año 2001, luego de aplicar los respectivos factores de penalización, se comprometerán el grupo de generadores desde la unidad TG1 de la empresa Electroandina, hasta la unidad de Salta de la compañía Gener.

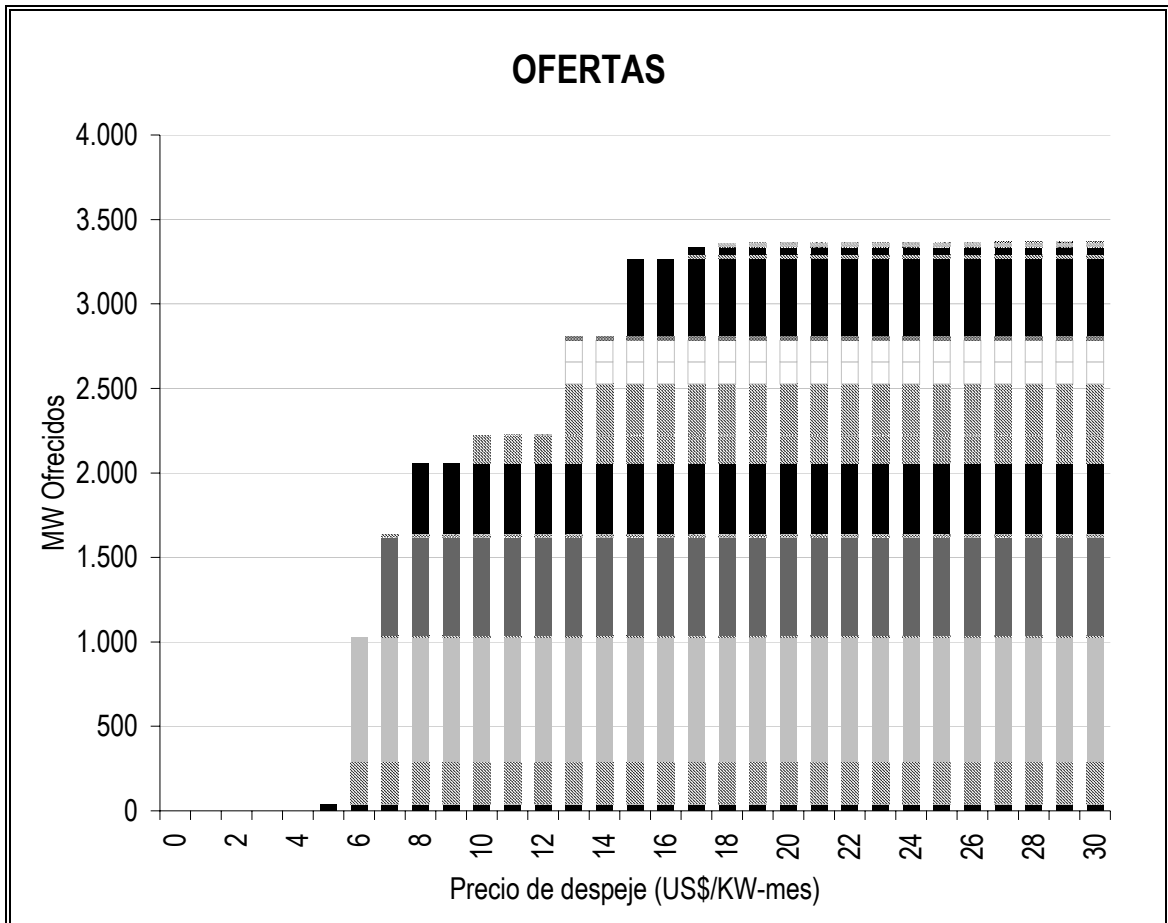


Figura 7.10: Simulación – Aporte por oferta

Para el año 2001, específicamente, la oferta de la unidad Salta de Gener será la que determina el precio de despacho, para este caso en US\$6.03/KW-mes. A esta unidad se le comprometen 265MW, menores a los 371MW que posee instalados después de aplicarle el factor de penalización respectivo, debido a que no es necesario comprometer toda su capacidad para responder a la demanda esperada.

Según los gráficos expuestos queda en evidencia la gran sobrecapacidad existente en el SING en la actualidad. Para el año 2001, sólo 9 de las 35 unidades reciben pago por capacidad.

A partir de esto y tomando en cuenta que en la actualidad se remunera toda la potencia firme del sistema, se podría decir, que una posible instauración del

modelo en análisis, llevaría seguramente a disconformidad en la gran mayoría de las empresas generadoras, pero a su vez, favorecería a los usuarios finales con un mejor producto.

Los ingresos por concepto de pago por capacidad que se obtuvieron por medio de la simulación hasta el año 2006, se presentan en el próximo gráfico.

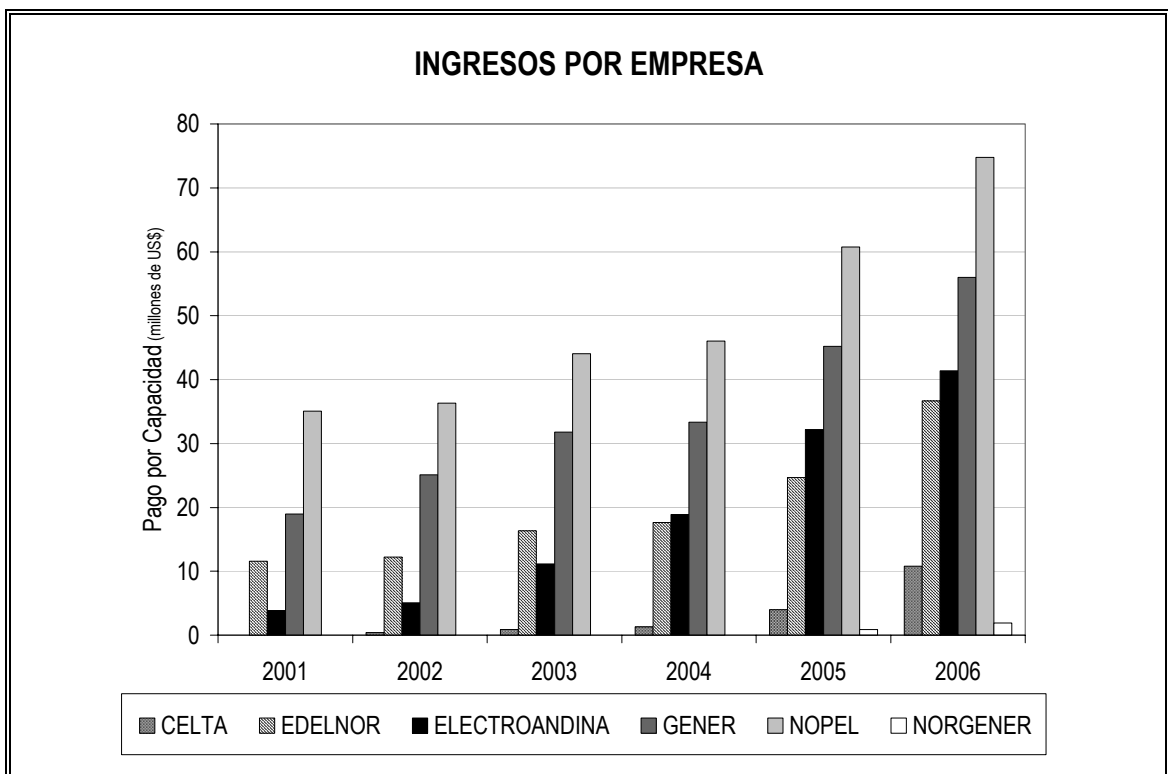


Figura 7.11: Simulación – Ingresos por empresa

En la figura 7.11 es posible apreciar la rapidez con que el pago por capacidad aumenta al pasar los años. Esto se genera por la elevada tasa de crecimiento de consumo y por la constante en la capacidad instalada. En un análisis posterior dentro de esta memoria, se intentará tomar el rol de un inversionista, buscando interpretar las señales de inversión que el sistema provee, con lo cual esta situación de crecimiento sostenido de los pagos por capacidad se revertirá.

La forma con que se reparten ingresos y compromisos queda en evidencia de mejor manera en las figuras 7.12 y 7.13 presentadas a continuación, en las cuales se han incluido los ingreso y compromisos por empresa, para el año 2001 y 2006.

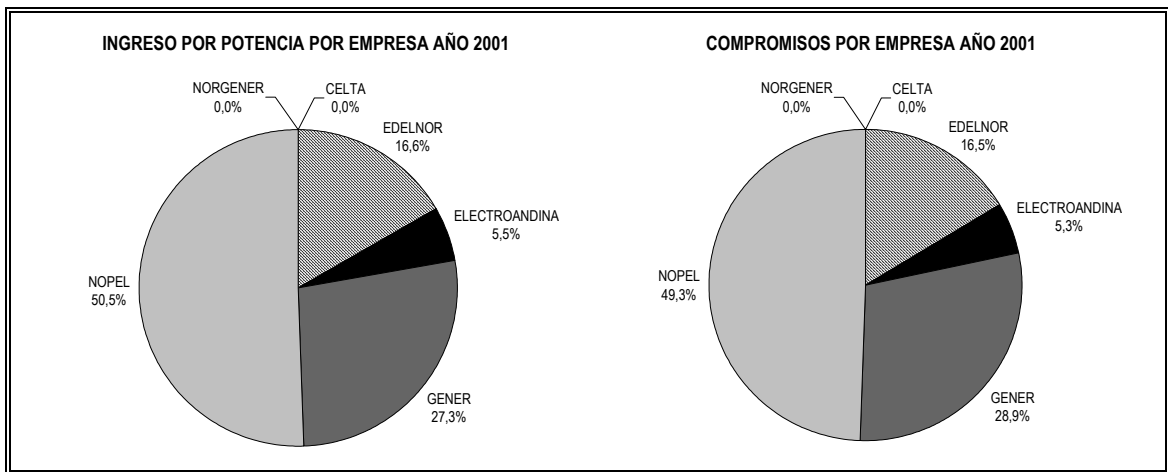


Figura 7.12: Simulación – Ingresos por potencia y compromisos (2001)

De acuerdo a la Figura 7.12, observamos que el pago por capacidad simulado margina a las unidades de la empresa Norgener y Celta. Esto se debe básicamente a que la disponibilidad de las unidades generadoras de dichas empresas, no les permite captar un pago por capacidad.

A medida que se avanza en la simulación, la demanda esperada crece debido al supuesto de parque generador estable, utilizado en este estudio, con lo cual unidades con menores tasas de disponibilidad son consideradas en las subastas por capacidad.

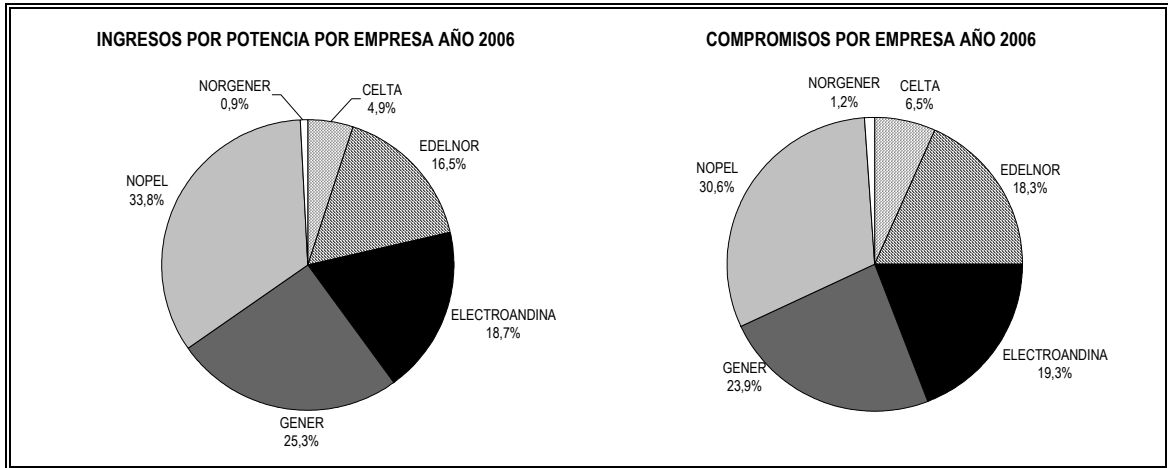


Figura 7.13: Simulación – Ingresos por potencia y compromisos (2006)

En la próxima figura se incluyeron las unidades que son comprometidas durante la mayor parte del tiempo, para el año 2001. Se observa que el precio de despeje se fijó en promedio en US\$6,22/KW-mes, lo que permitió que a la unidad Salta de Gener, la cual posee una oferta de US\$6,03/KW-mes, poder percibir US\$0,19/KW-mes correspondientes al pago por la capacidad que compromete, por conceptos de pago en la subasta, menos penalizaciones. Luego de la operación del sistema, este pago por capacidad es aumentado según las liquidación de las penalizaciones reunidas.

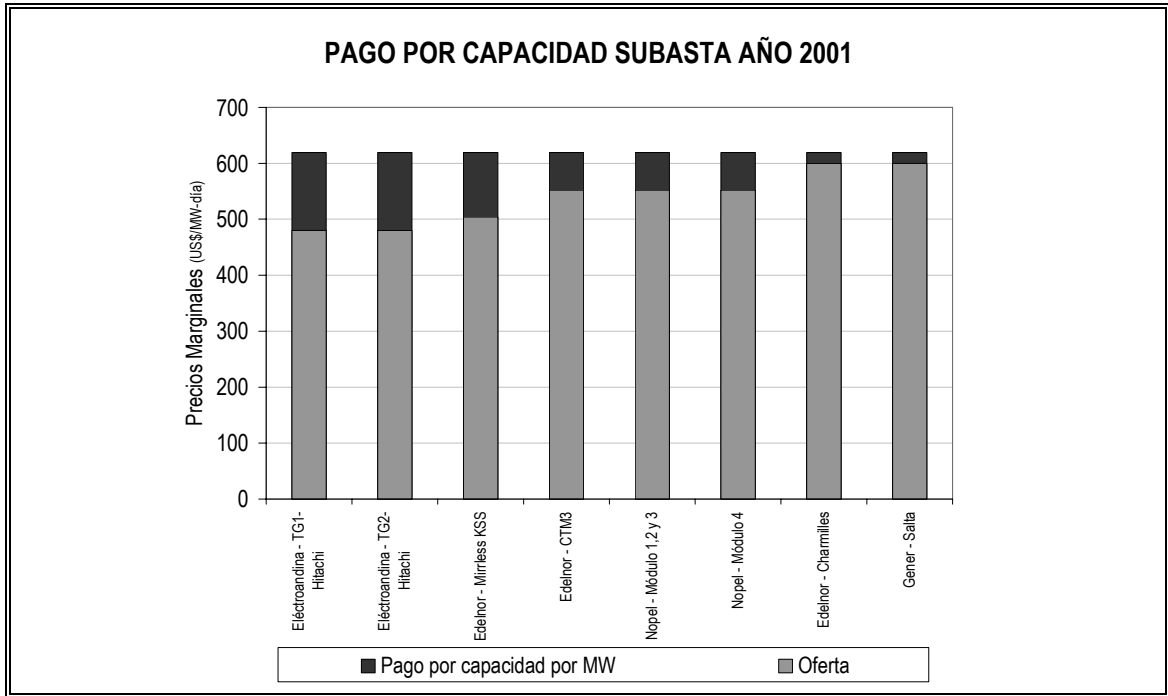


Figura 7.14: Simulación – Pago por Capacidad marginal por empresa (2001)

Para el resto de las unidades comprometidas antes de Salta de Gener el pago por MW por potencia inicial es mayor, hasta llegar a los US\$1,4/KW-mes, que perciben las unidades TG1 y TG2 de Electroandina. Se debe considerar además que estas unidades aumentan sus ingresos por liquidaciones posteriores de penalización, aún en mayor medida que el resto, debido a que su tasa de disponibilidad, al ser las mejores del mercado, implican un mayor ingreso en la liquidación por prorrata que se realiza luego de la operación del sistema.

A continuación se presenta la figura 7.15 donde se aprecia la manera como el precio de despeje varía diariamente según la disponibilidad de las unidades. Por esto, cabe repetir que es de suma importancia la previa organización de los periodos de mantenimiento, realizada por el CDEC, dado que una acumulación de mantenimientos llevaría fácilmente a un alza en el pago por capacidad o a una falla del sistema.

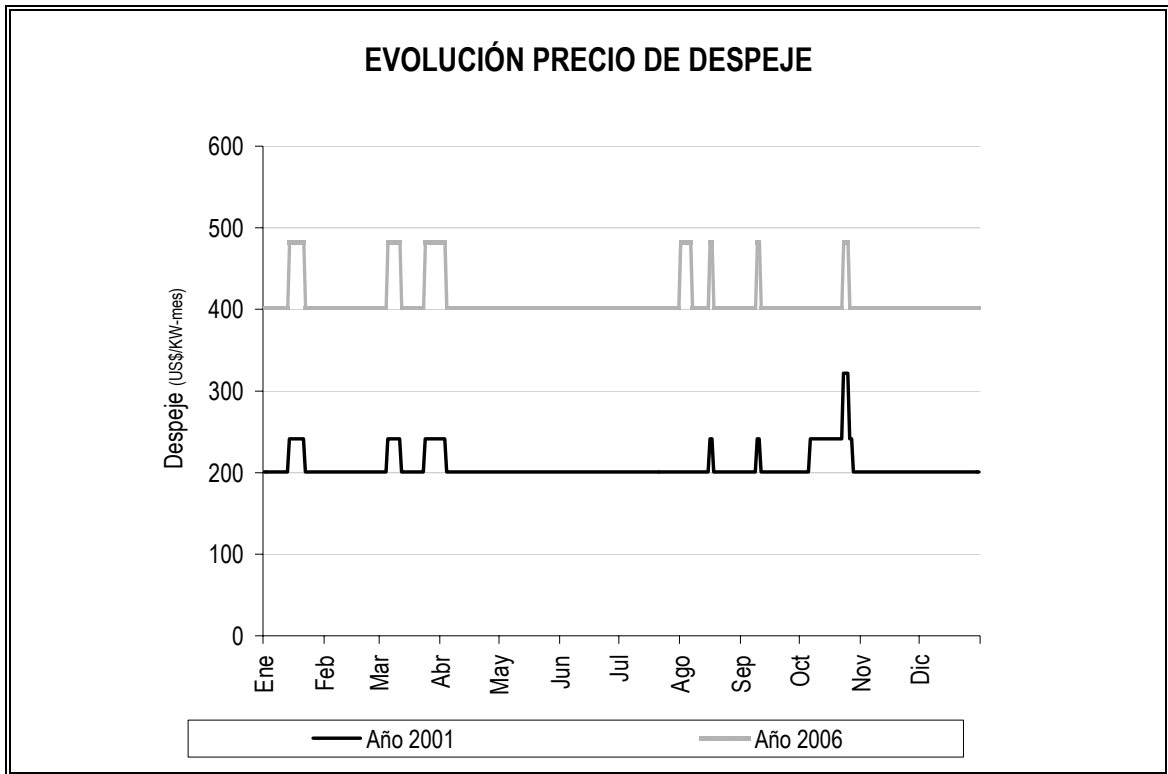


Figura 7.15: Simulación – Evolución precio de despeje

Por lo explicado, en los esquemas correspondientes a la forma con que se reparten los pagos (Figuras 7.12 y 7.13), expuestos anteriormente, se observa que dicha distribución de las remuneraciones es diferente en compromisos y pagos por capacidad, para el año 2001 y 2006, entendiéndose una evolución de la repartición, según el cambio de demanda periodo a periodo.

También considerando los gráficos de repartición de los pagos, se debe considerar además, que a medida que la demanda esperada aumenta, se incorporan nuevos generadores a la subasta, repartiendo el pago en más unidades. Por esto observamos que para el caso de la empresa Nopel, que percibe 50% del pago por capacidad en el año 2001, disminuye su porcentaje a 33% en el año 2006.

Otro de los objetivos a ser evaluados, es la suficiencia que obtendrá el sistema si se implementa el pago propuesto en esta memoria. A continuación se

presenta un gráfico donde se expone el monto total por concepto de capacidad para los siguientes años.

En la figura 7.18 se evidencia que el sistema presentará dificultades de seguridad para el año 2006, lo cual eleva el pago por capacidad por sobre los 200 millones de dólares.

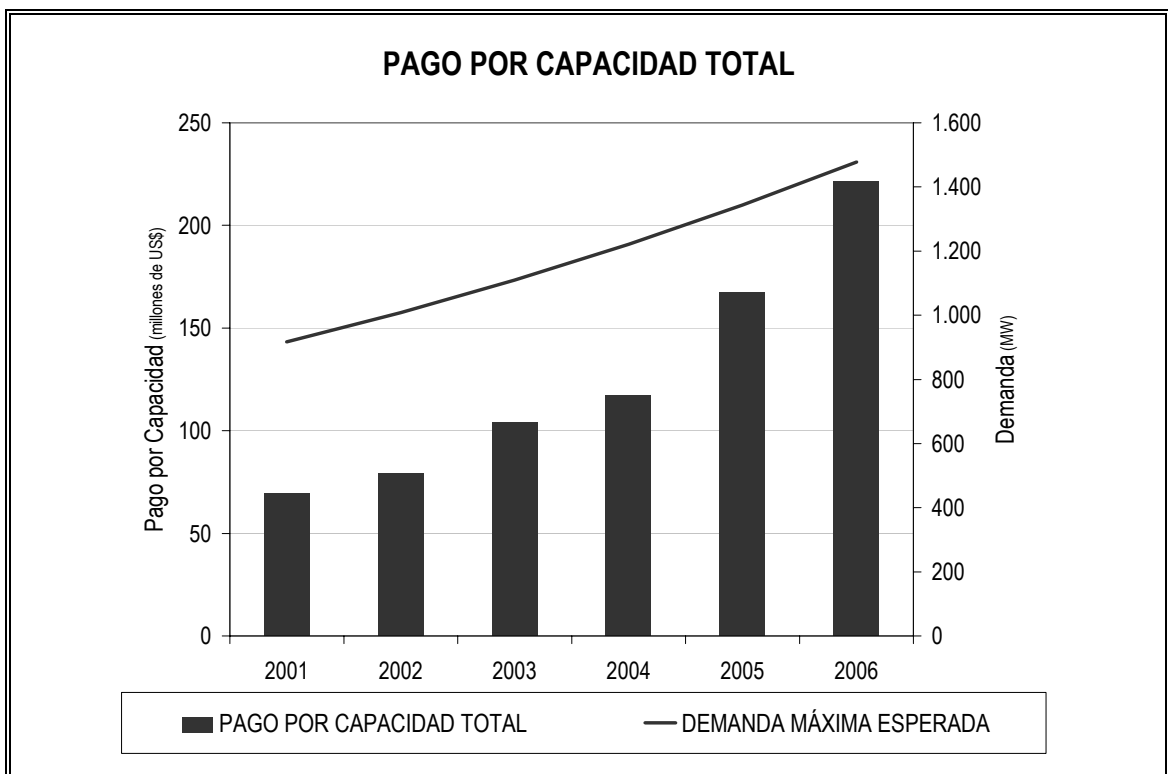


Figura 7.16: Simulación – Evolución Pago por Capacidad total

Tomando en cuenta que para el año 2006 se espera una demanda máxima mayor a 1.400 MW, después de considerar factores de penalización, se puede concluir que se deberán comprometer unidades que no son lo suficientemente seguras como para mantener un nivel aceptable de confiabilidad, lo cual repercutirá en niveles de seguridad menores.



De hecho, el aumento del pago por capacidad se debe a que, para el año 2006 el despeje estará a cargo de la unidad de carbón CTM1 de la empresa Edelnor, la cual, aunque presenta niveles de disponibilidad que la posicionan en el lugar 18 de 35, en el ranking de ofertas del SING, eleva el despeje a US\$12,06/KW-mes, presentando una indisponibilidad de 18 días en promedio, para un año.

El uso de unidades con tasas de indisponibilidad menores, encarece la posibilidad de contar con un sistema con niveles de seguridad elevados, por lo cual, para ese tipo de escenarios, el CDEC podría disminuir el objetivo de confiabilidad a implementar, asumiendo, de alguna forma, el parque de generación con el cual se compone el sistema.

Igualmente debe considerarse que aunque el pago por capacidad para el año 2006 es elevado, origina claramente una suficiencia del sistema eléctrico, dado que motivará el ingreso de nuevas centrales más seguras y económicas, las cuales buscarán percibir tanto ingresos por energía, como por capacidad.

Por otro lado, la evolución del pago por capacidad según combustible es presentado en el siguiente gráfico.

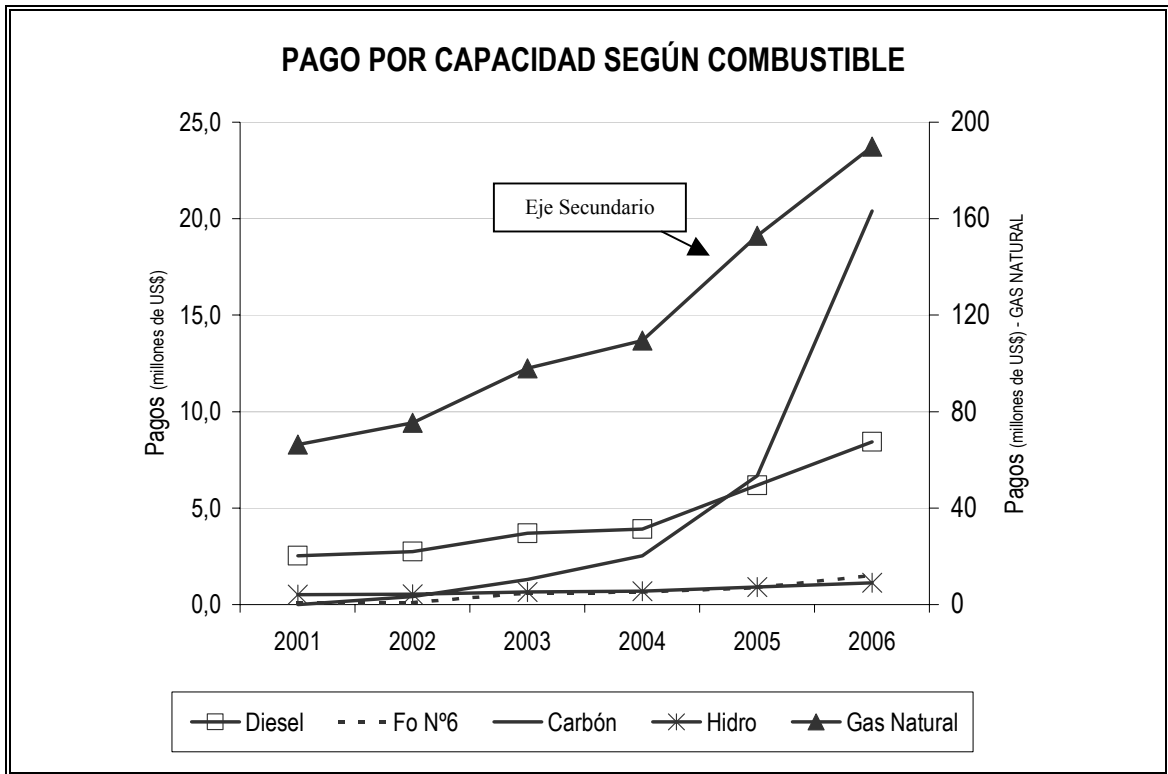


Figura 7.17: Simulación – Pago por capacidad según combustible

Según la figura 7.17, se aprecia que según el modelo simulado los pagos relacionados con cada una de las tecnologías va aumentando a medida que la demanda aumenta. Junto a esto se reafirma que para el año 2006 el pago por capacidad considera además unidades en base a carbón, lo cual ocasiona un aumento en el pago por capacidad.

Notable además es el caso del gas natural (en el gráfico tiene relación con el eje secundario), combustible que acapara la mayor parte de los pagos generados. Esto se debe simplemente a las favorables tasas de disponibilidad que presentan las unidades generadoras que utilizan este tipo de combustible.

Finalmente, se presenta a continuación una sensibilización de los datos y estimaciones consideradas en la simulación.

En la figura 7.18, se presenta una sensibilización de la oferta de la unidad Salta de Gener, para las subastas del año 2001. Esta unidad posee una tasa de indisponibilidad promedio de un 2,5% anual, lo que la posiciona como unidad de despeje para la mayor parte de las subastas del año 2001.

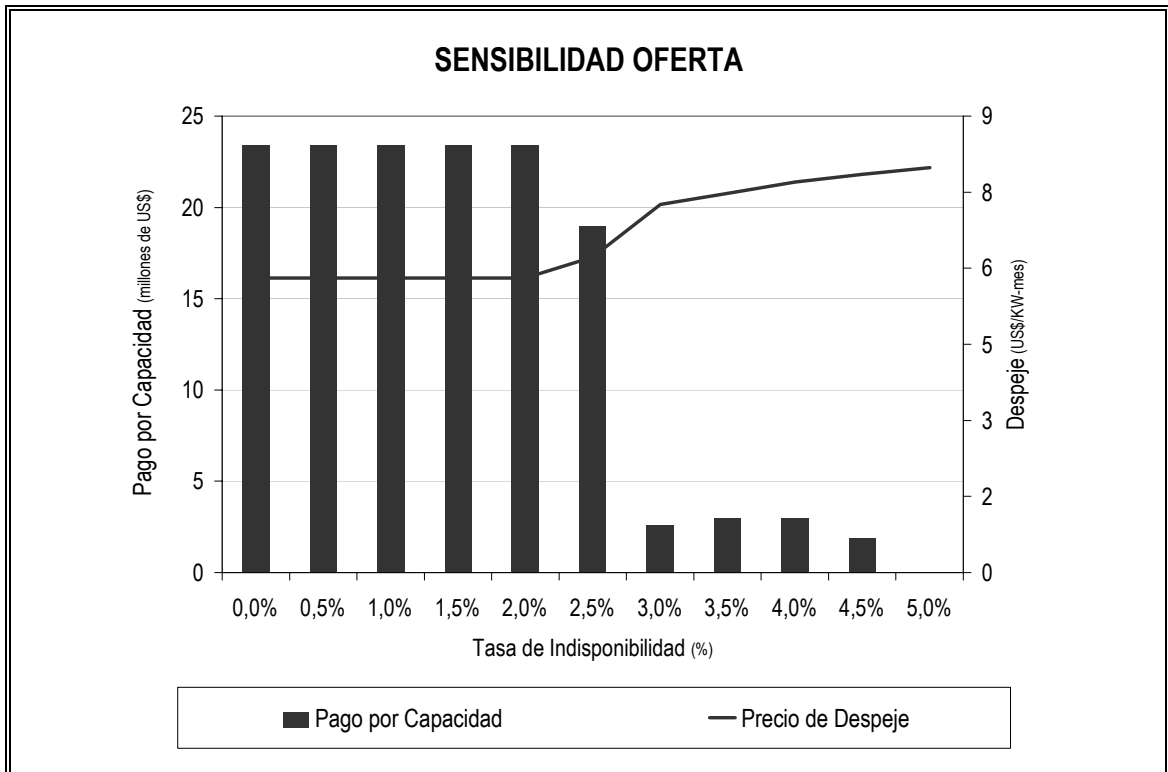


Figura 7.18: Simulación – Sensibilidad según cambios en oferta de despeje

Según el modelo de pago por capacidad descrito, cada generador podría modificar su oferta buscando maximizar sus ingresos, debido que dicha oferta no es regulada de ninguna manera. Como se explicó en el capítulo anterior, los generadores que posean ofertas bajo el despeje, no tienen motivaciones a aumentar sus ofertas, debido que de igual forma se les remunerará según el precio de despeje. En tanto, las unidades sobre el precio de despeje van a ofertar según su realidad, buscando entrar en el pago por capacidad. Por esto la única unidad que tiene motivos a aumentar su oferta es la unidad de despeje, quién la aumentará tanto como sea el

intervalo que la separa de la siguiente oferta. Sin embargo, esta estrategia implica un alto riesgo de quedar fuera de la subasta.

Según la figura 7.18, se observa que si la oferta de la unidad Salta de Gener es calculada en base a niveles de indisponibilidad menores al real ( $<2,5\%$ ), el pago por capacidad crecerá. Esto sucede debido a que con ofertas menores el compromiso que adquiere Gener es mayor. De hecho, con la oferta a  $2,5\%$  de falla, Gener llegaba a comprometer 265 MW, mientras que con ofertas menores logra comprometer toda su capacidad instalada, de 343 MW, considerando potencia después de aplicar el factor de penalización respectivo. Esta situación lleva a que el precio de despeje disminuya, con la consecuente baja en los pagos marginales. Debido a que Gener fallará en relación con su tasa real de indisponibilidad y no al supuesto utilizado para calcular su oferta, deberá pagar niveles de penalizaciones en relación con su tasa y no a su oferta. Sin embargo, aún cuando el precio de despeje disminuya y sus penalizaciones esperadas serán mayores a las relativas a su oferta, Gener aumenta su pago por capacidad, situación que sólo es esperable en generadores de la magnitud de Salta de Gener. Si el generador es menor, la baja en el precio de despeje o el aumento en las penalizaciones debería ser mayor al efecto relacionado al aumento en los MW comprometidos.

Sin embargo, para el consumidor final, esta baja en la oferta de Gener es positiva, dado que contribuye a que el precio de despeje baje, provocan una disminución en el pago por capacidad final.

Por otro lado, si el generador oferta según una indisponibilidad mayor a su tasa real de falla ( $>2,5\%$ ), podemos notar que el pago por capacidad disminuye rotundamente, debido que con esto, aunque aumenta el precio de despeje, disminuye la cantidad de MW comprometidos.

Por lo expuesto, se puede concluir que el pago por capacidad expuesto es bastante sólido en lo que respecta a la correcta competencia, motivando ofertas reales y óptimas económicamente, debido que mientras las motivaciones a variar la oferta sean dirigidas a la baja del precio de despeje, el beneficio económico del consumidor no corre peligro. En este sentido, sólo una colusión entre generadores podría atentar contra el correcto funcionamiento del sistema, donde una empresa sea propietaria de

unidades que reciben pago por capacidad y además de la unidad de despeje, con lo cual un alza en el precio de despeje se podría justificar.

En relación con la penalización, se presenta el siguiente gráfico, donde se exhibe el pago total por capacidad para distintos escenarios. Los resultados expuestos anteriormente contemplan una penalización de 335mills/KWh.

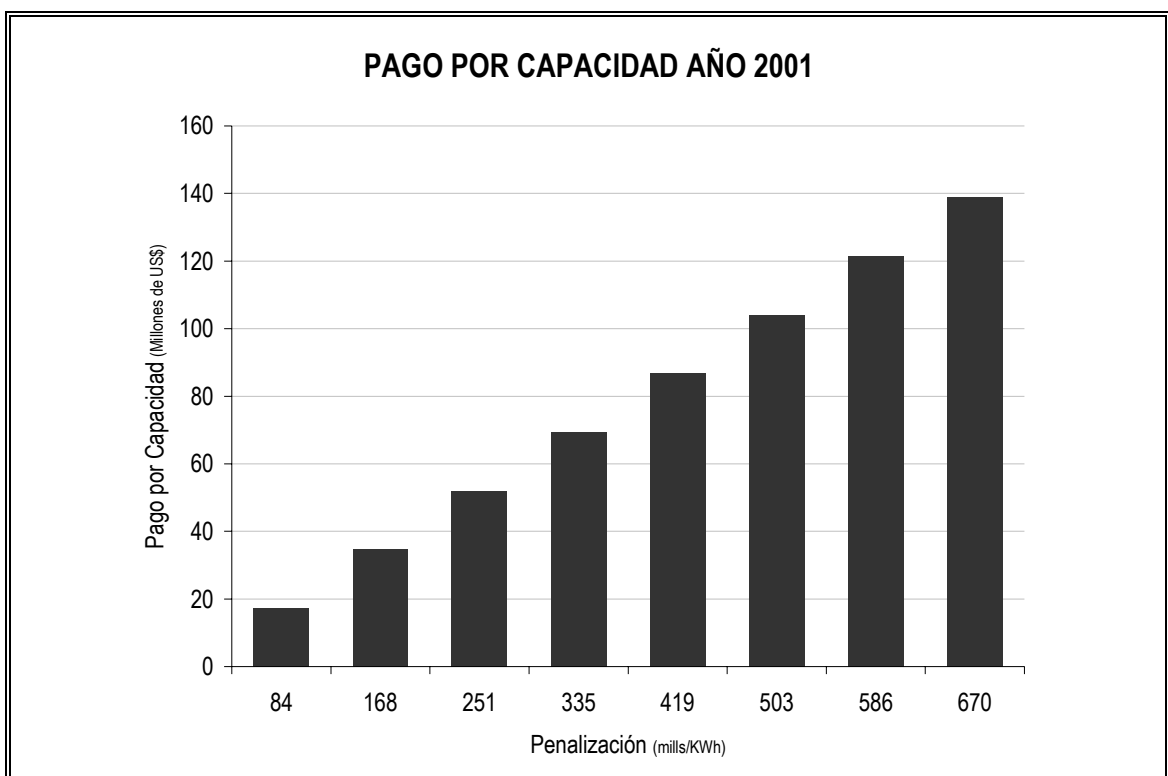


Figura 7.19: Simulación – Sensibilidad según cambios en la penalización

Según la figura 7.19, se percibe que la influencia de la penalización es lineal en el pago, interviniendo fuertemente en el nivel de remuneración.

La penalización es la herramienta que el CDEC posee para dar señales al sistema. Según lo expuesto, una penalización de 335mills/KWh cumple bastante bien con los requerimientos de confiabilidad del SING. Se observó que mediante este valor la suficiencia se motiva correctamente, logrando además aceptables niveles de

seguridad, mediante la incorporación de compromisos por parte de los generadores. Este valor, además, genera pagos atractivos para los generadores, asegurando una correcta participación por parte de las empresas.

Tomando en cuenta, lo explicado en la sección anterior, esta penalización debiera representar el costo de falla del sistema, dado que de esa forma, la señal sería mas robusta.

En conclusión, el pago descrito consigue resolver con cierto éxito materias de confiabilidad del SING, objetivo principal del pago por capacidad. Además, el pago descrito requiere de bajas intervenciones del CDEC, lo cual genera un pago simple y claro, para inversionistas y generadores.

#### **7.3.4 Comparación con el pago por capacidad actual chileno**

Toda alternativa que se desee instaurar en un mercado eléctrico posee ventajas y desventajas. Como se ha explicado en la presente memoria, muchas veces la contingencia que vive un país puede motivar una u otra política de reestructuración, en un determinado momento. Por esta razón, es vital que todo proceso de cambio, considere la comparación de la política a instaurar con el modelo que se desee mejorar, de forma de comprender de antemano, las ventajas y desventajas de realizar la reestructuración.

De esta manera, en esta sección se presenta una comparación de la alternativa de pago por capacidad que considera el modelo PJM con la forma de pago por potencia instaurada en Chile actualmente.

En el gráfico que se presenta a continuación, se observa un paralelo entre una estimación de los pagos por capacidad relativos a la operación del SING para el año 2000 en Chile, con los pagos obtenidos por medio de la simulación para el año 2001. Los pagos por capacidad chilenos fueron estimados según las inyecciones de potencia firme que cada central hizo al sistema durante el año 2000, valorizadas al precio de nudo por potencia respectivo [Firm01].

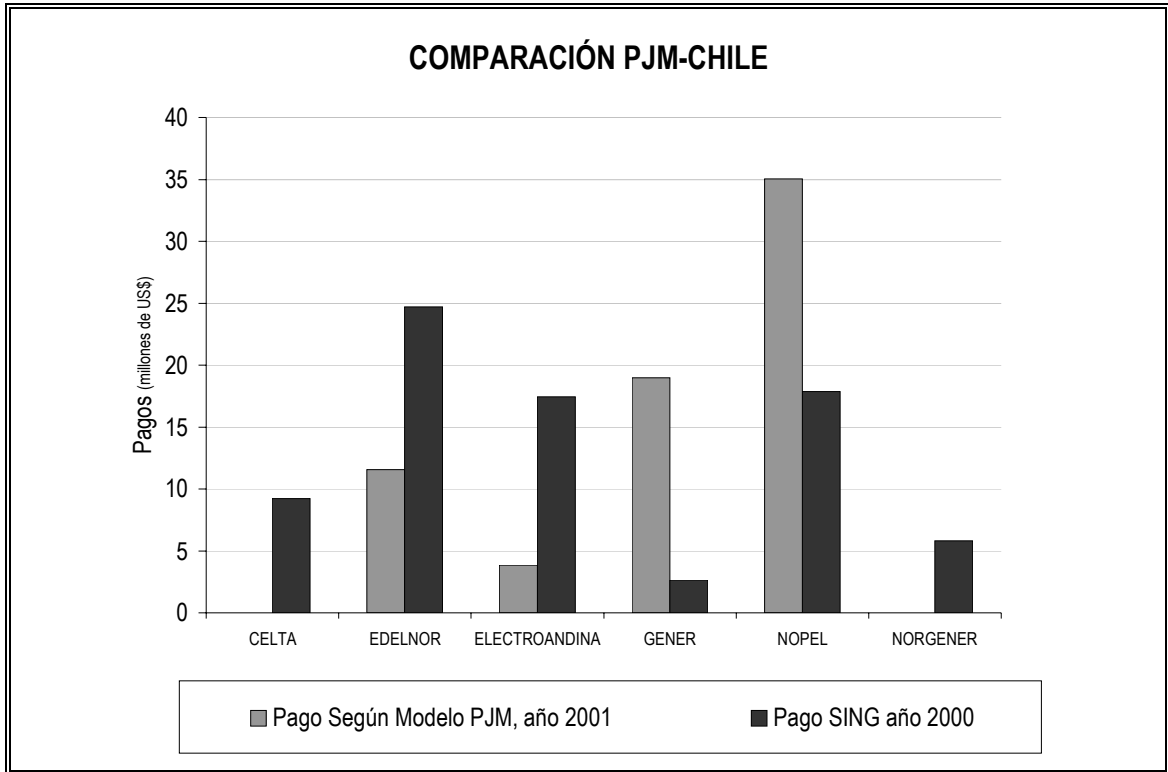


Figura 7.20: Comparación PJM simulado (2001) – Chile (2000)

Según la figura 7.20 podemos observar que la distribución de pago obtenida por medio de la simulación del modelo PJM en el SING, no posee mucha relación con el pago por capacidad que se efectúa en la actualidad en nuestro país. Solo puede rescatarse la similitud en el nivel total de ingresos que es repartido entre las distintas empresas (US\$MM 69 frente al pago actual de US\$MM 77).

La patente diferencia en los pagos se debe principalmente a que los pagos que se están comparando se calculan sobre datos diferentes. Mientras el pago por capacidad actualmente realizado en el SING incorpora el aporte de potencia que realiza la central en los periodos punta del sistema, el modelo PJM incorpora un método de cálculo basándose, principalmente, en la disponibilidad de las unidades generadoras. De hecho, según el gráfico siguiente, el pago considerado para el año 2001 guarda una correlación importante con el promedio ponderado de las tasa de disponibilidad de centrales, según la potencia instalada en cada una de éstas.

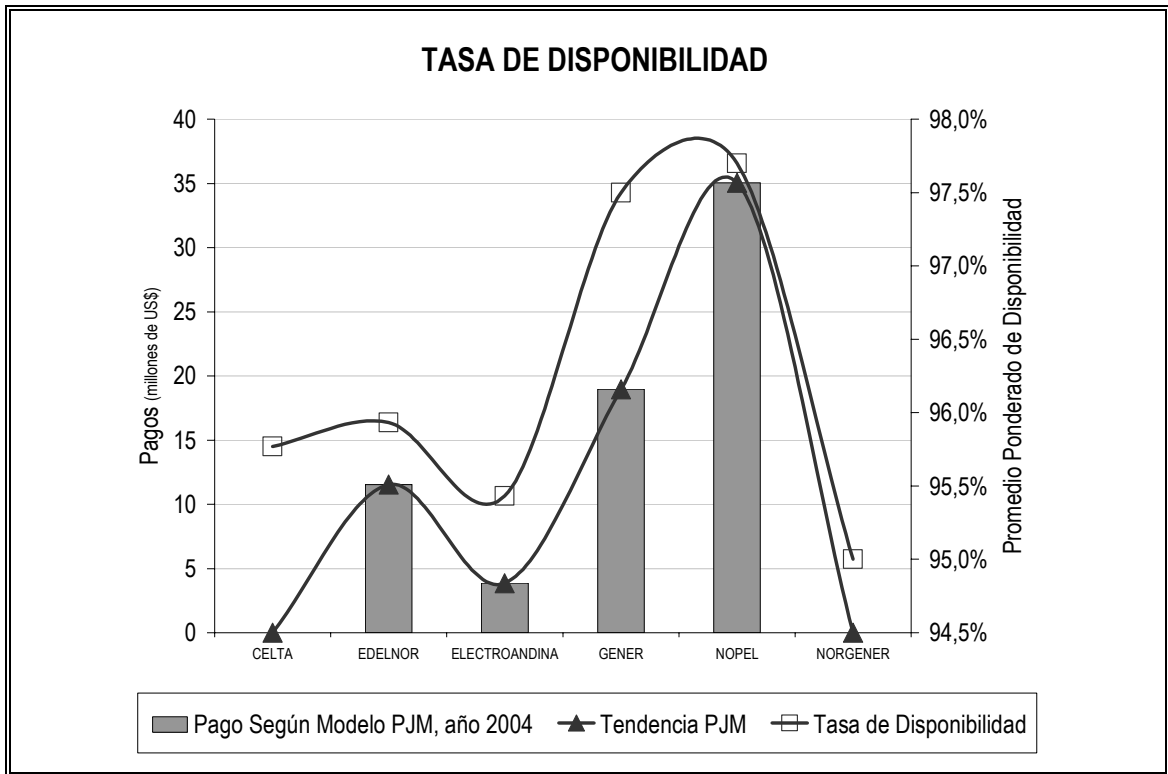


Figura 7.21: Tasa de disponibilidad promedio por empresa

Por otro lado, debido a que las tasas de disponibilidad son el fundamento principal para calcular la oferta de cada unidad, la repartición de la remuneración por concepto de capacidad dependerá básicamente de esta variable y de la forma con que aumente la demanda en el sistema.

Por medio de la figura 7.21 podemos notar que el promedio de disponibilidad de las unidades generadoras posee, determina, a través de las ofertas que presenta cada empresa en la subasta de capacidad, el pago por potencia que recibirán. En cambio, en la actualidad el pago considera el aporte que se espera que cada unidad realice en el periodo punta, aporte que estará determinado según la esperanza de ser despachado en dicho lapso de tiempo. Además, debido a que el despacho es tarea del CDEC, y es realizado según la operación económica del sistema, sería de esperar que el pago guarde mayor relación con los costos asociados a cada unidad, más que a la tasa de disponibilidad que éstas poseen, lo que puede ocasionar las diferencias entre los pagos.



De modo de realizar la comparación desde otro punto de vista, a continuación se presenta la figura 7.22, la cual incluye el pago actual del SING y el pago obtenido para el año 2001, según el combustible que utilizan las unidades para generar.

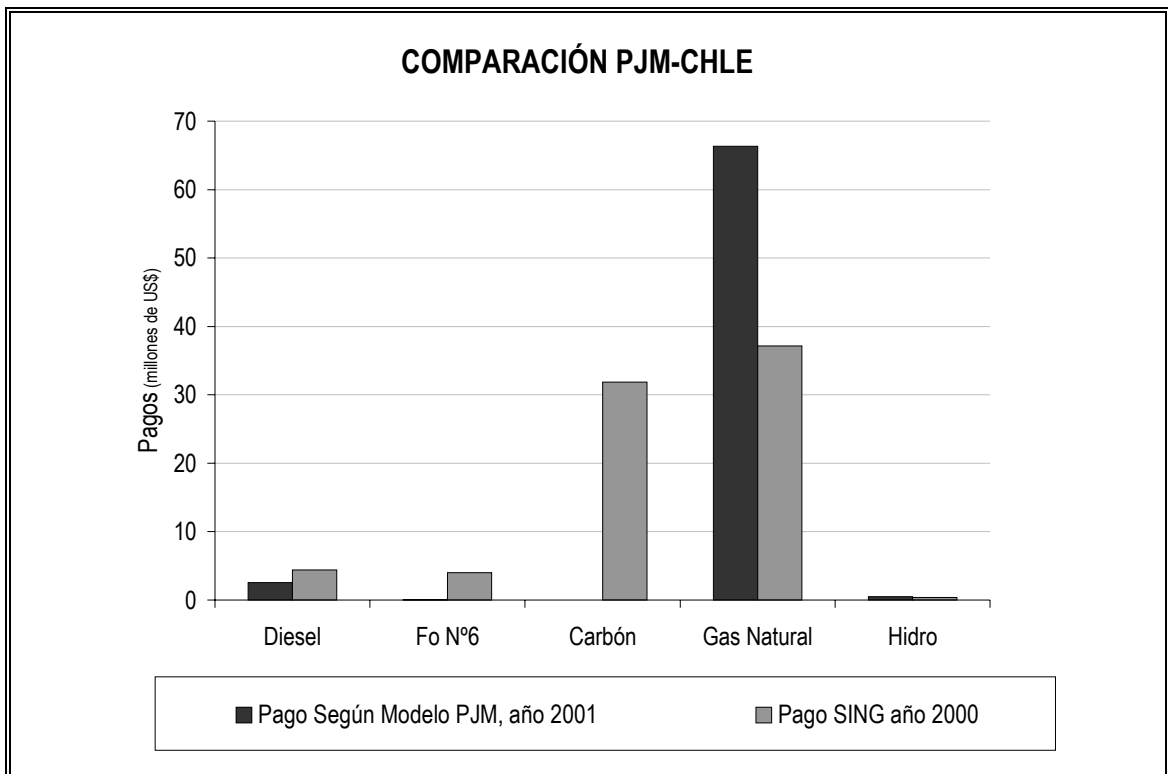


Figura 7.22: Comparación PJM simulado – Chile según combustible

Según la figura 7.22, la distribución de los pagos por capacidad considerados sólo presenta similitud en el caso hidráulico y diesel. Junto a esto, lo que se aprecia para el caso del ingreso que perciben las unidades a carbón, reafirma la tesis de que los pagos son calculados sobre bases diferentes. Para el caso simulado no se consideran pagos destinados a las unidades a base de carbón, debido a las bajas tasas de disponibilidad de las centrales que generan en base a este combustible, mientras que en el pago por capacidad actual, todavía permanece vigente, debido

posiblemente a los favorables costos asociados o a otros elementos incorporados en el cálculo de dicho pago.

El próximo gráfico reafirma la idea de que el pago simulado guarda importante relación con la disponibilidad de las unidades generadoras.

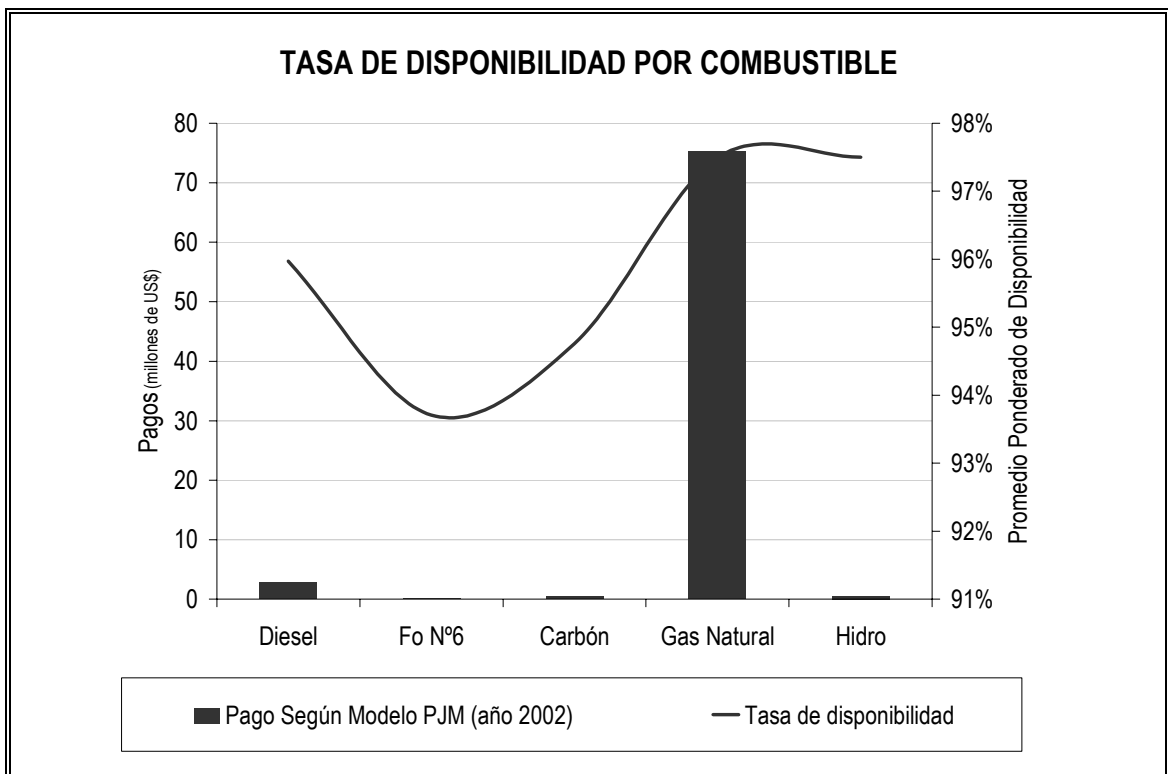


Figura 7.23: Tasa de disponibilidad por combustible

Sin embargo, para el correcto análisis de la figura 7.23, se debe tomar en cuenta que el pago por potencia que cada tecnología puede lograr depende del volumen de MW instalados para cada caso. Esto explica por qué los pagos asociados a las unidades hidráulicas o diesel son tan bajos, aún cuando su tasa de disponibilidad promedio es aceptable. Dentro del parque de generación instalado en el SING sólo un 0,4% es hidráulico y un 5,7% es Diesel.

En conclusión, el pago por capacidad modelado a partir del modelo instaurado en la interconexión PJM, difiere en metodología de cálculo con el pago que se realiza actualmente en el SING, lo cual genera diferentes distribuciones de remuneración entre las empresas generadoras, aunque poseen nivel de pago similares.

En relación con el costo que debería asumir la sociedad y los consumidores al momento de instaurar esta alternativa, este posiblemente es mayor en el escenario de pago por capacidad presentado en esta memoria.

El pago marginal por potencia que se considera en el modelo, llega, en promedio, a los US\$6,22/KW-mes, suma mayor a los US\$4,58/KW-mes relativos al pago actual por potencia firme del SING. Sin embargo, cabe destacar, que aunque el precio es mayor, el producto que recibe el consumidor es distinto.

El pago por capacidad modelado considera la obligación, por parte de los generadores, de estar presentes en el despacho, para cuando se les necesite, hecho que provee al sistema de niveles de seguridad indiscutiblemente mayores a los existentes hoy en día en el mercado nacional. El pago por potencia firme, actualmente utilizado, en cambio, no compromete de ninguna forma la operación de los generadores, si no que más bien estabiliza los ingresos de éste. De este modo, se puede aceptar que el pago marginal por potencia correspondiente al pago simulado a partir del pago existente en PJM sea considerablemente mayor.

Además, en términos globales, el pago modelado alcanza los US\$MM 69, mientras que el pago actual llega a US\$MM 77. Este aspecto podría considerarse como una de las mayores fortalezas de la alternativa presentada, dado que al repartir la remuneración siguiendo algún criterio específico, provee al mercado de señales claras, aún cuando la suma total no sea excesiva.

Junto a esto, la suficiencia que podría motivar el pago modelado podría también considerarse superior desde el punto de vista de la tecnología que se incorpora al sistema. Mientras que el pago actual por potencia firme remunera tanto a unidades seguras como inseguras, el pago modelado motiva principalmente la inversión en centrales de altas tasas de disponibilidad. Además, observando que de

instaurar la nueva política el pago se espera que se eleve por sobre los US\$220MM para el 2006, las señales económicas serán lo suficientemente fuertes como para motivar la incorporación de nuevas unidades, más seguras, que disminuyan dicho pago.

### **7.3.5 Nuevos entrantes**

Uno de los aspectos fundamentales de analizar en el diseño de un pago por capacidad, es la forma con que éste estimula la correcta inversión en el parque de generación, de manera de asegurar un nivel aceptable de confiabilidad en el sistema.

En todo mercado eléctrico que goce de libre competencia, el sistema por si solo deberá ser capaz de generar las señales necesarias para estimular el ingreso de nuevos capitales en el parque de generación y por esto el análisis de esta sección será realizado desde la perspectiva de un inversionista.

Cualquier análisis de inversión que se pudiese hacer, debe contemplar múltiples posibilidades de tecnologías, diferentes tiempos de inversión y características de generadores, lo cual no se ha considerado como objetivo último en esta memoria. Debido a que el presente estudio busca interpretar las posibles señales que provee el pago por capacidad propuesto, se han supuesto sólo un tipo de generación, variando la cantidad de MW a instalar y estudiando el momento óptimo para realizar la inversión.

En este sentido, la figura 7.24, presentada a continuación representa la primera señal que un inversionista observaría a la hora de analizar una posible inversión. En el gráfico se muestran los ingresos esperados para dos centrales hipotéticas, una de 300 MW y otras 600 MW, las cuales se han supuesto con tasas de indisponibilidad de 2,5%, promedio de las unidades generadores de ciclo combinado a gas natural. Para crear estos escenarios hipotéticos, se ha supuesto que las unidades no entran en mantenimiento y ambas están disponibles desde el año 2000. Además, se ha utilizado este tipo de unidades debido a que, según los análisis por tipo de combustible, las unidades a gas natural son las más utilizadas para asegurar la producción de energía, gracias a sus convenientes tasas de falla. Junto a esto, si consideramos que este tipo de unidades utilizan un combustible limpio y costo

conveniente, podemos pensar que este tipo de generación debería ser la que predomine en cualquier escenario de inversión.

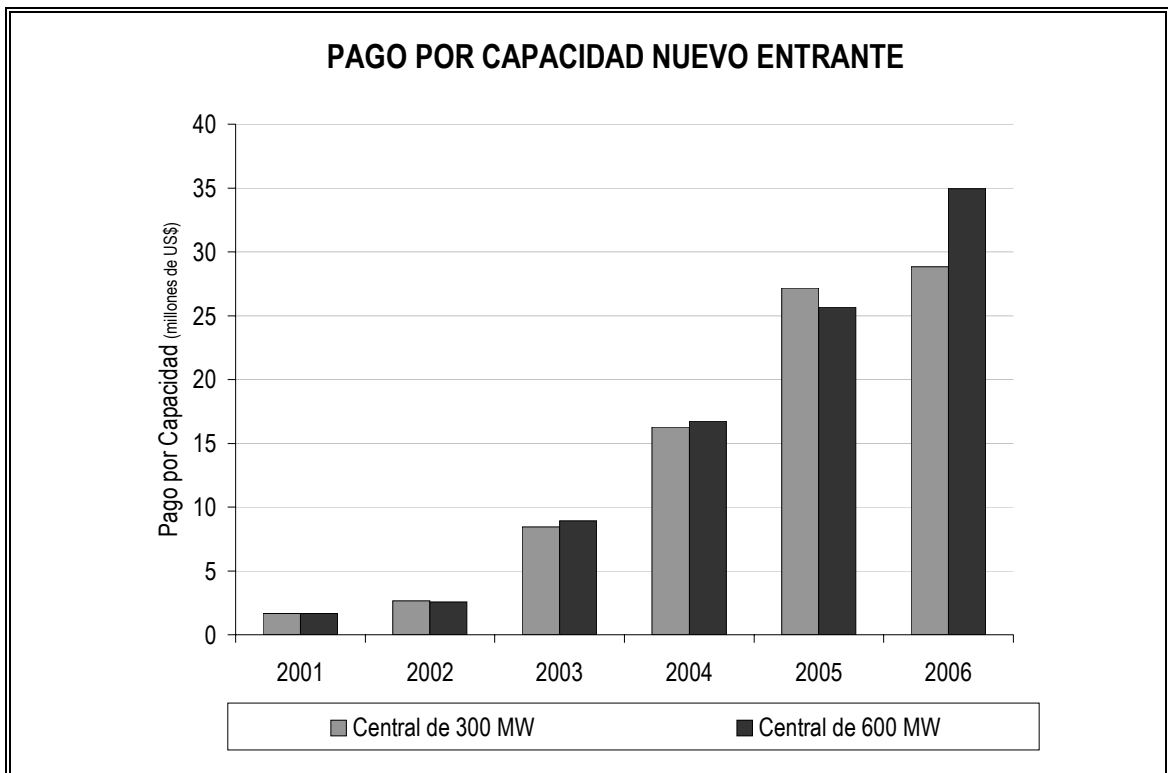


Figura 7.24: Pago por capacidad nuevo entrante

Según la figura 7.24, observamos que tanto para una unidad de 300 MW como para una de 600 MW existen posibilidades de captar ingresos por concepto de potencia desde el año 2001. Sin embargo, se observa, los montos son más relevantes hacia el año 2003.

Según esto, una central de 300 MW de ciclo combinado sería capaz de captar ingresos importantes por concepto de capacidad desde el año 2003 en adelante, de forma asegurada, lo cual, junto a los ingresos por concepto de pago por energía, también posiblemente asegurados, se presenta como una posibilidad bastante atractiva.

Desde otro punto de vista, en el gráfico siguiente se aprecia el precio de despeje promedio para los diferentes periodos. En el gráfico, las barras representan el precio de despeje, donde con color gris oscuro se representa la diferencia entre la oferta que presentarían los generadores de ciclo combinado estudiados y el despeje promedio del año.

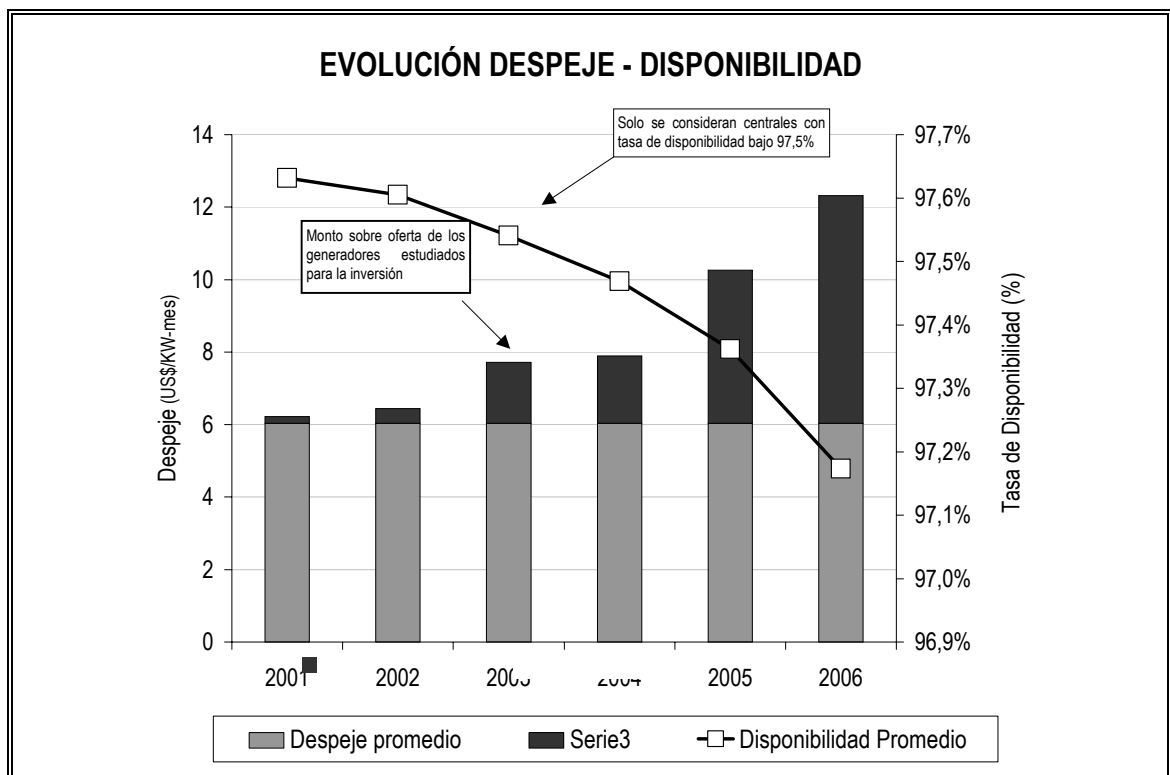


Figura 7.25: Evolución despeje – tasa de disponibilidad

Este gráfico nos revela que a partir del año 2003 existe una posibilidad cierta para centrales de generación con tasas de indisponibilidad menores al 2,5%, de captar ingresos por concepto de capacidad, lo cual se evidencia en un precio de despeje cercano a los US\$8/KW-mes, para el año 2003, precio, que junto con los ingresos por liquidación de penalizaciones luego de la operación del sistema, deberían justificar fácilmente un nuevo entrante. También en el gráfico, se aprecia la disponibilidad promedio de las centrales comprometidas, sin considerar aquellas que

poseen ofertas menores a US\$6,03/KW-mes, oferta que presentarían las posibles nuevas centrales, correspondiente a sus tasas de indisponibilidad. Con esto, observamos que el promedio de disponibilidad de las centrales con las cuales se disputaría un lugar en la subasta va disminuyendo drásticamente a medida que se van incorporando centrales más antiguas y menos seguras. En este sentido, puede considerarse de bajo riesgo una inversión de este tipo, gracias a las reglas que rigen el pago por capacidad descrito, lo cual favorece, sin lugar a duda, la correcta inversión en el parque de generación del sistema.

El escenario de inversión que se ha presentado parece bastante seguro y atractivo, suponiendo ingresos claros para cualquier inversionista en centrales con las características expuestas. Sin embargo, uno de los riesgos ciertos que deben enfrentar a la hora de invertir en generación eléctrica es la posibilidad de entrar en un momento no propicio. Esto se refiere a que las señales de inversión que cualquier inversionista esté observando pueden verse aminoradas si coinciden dos o más inversiones del mismo tipo. Por esto la calidad de “first mover” que pudiera tener un inversionista es importantísima, debido que en muchas situaciones el mercado puede sustentar económicamente una central, pero no dos. Esta característica de los proyectos de inversión se presenta con fuerza en este tipo de proyecto, donde los volúmenes de dinero son altos y las rentabilidades esperadas son a largo plazo.

De todos modos, las señales observadas en los gráficos y análisis presentados, arrojan un resultado positivo al momento de estudiar las señales de inversión que el modelo de pago por capacidad propuesto ofrece. Las señales de posibles remuneraciones son claras y con niveles de seguridad aceptables. Junto a esto, la manera con que se reparten los ingresos es fácil de comprender, con lo cual la libre competencia se da con mayor facilidad, gracias a que la información fluye en el sistema sin trabas.

Continuando con el estudio de inversiones, se ha supuesto que frente a las señales estudiadas, se incorpora un central de ciclo combinado el año 2003, aportando 300 MW al sistema. Los efectos que una inversión de este tipo produce son evidentes, especialmente en el caso del gráfico siguiente, donde se compara el pago por capacidad total anual, con y sin inversión.

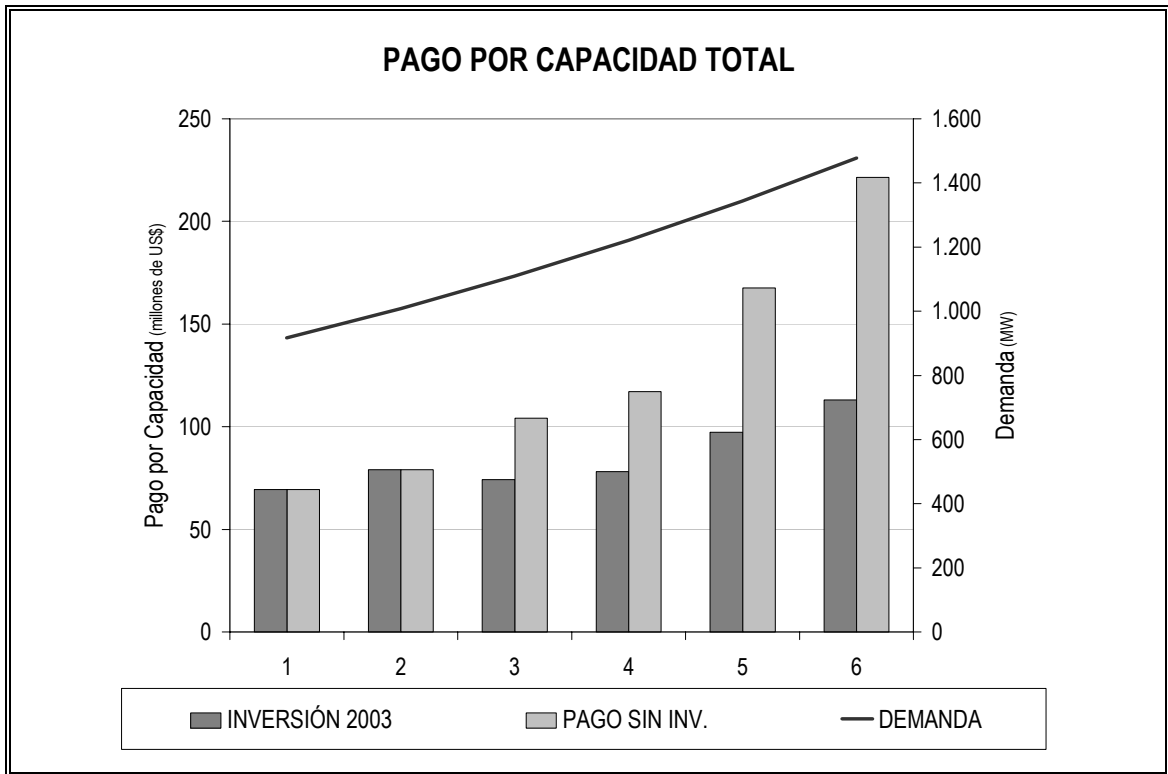


Figura 7.26: Primer Entrante – Pago por Capacidad total

En la figura 7.26 se observa el impacto claro que posee la incorporación de una nueva central, con tecnología moderna y tasas de disponibilidad aceptables. El cambio rotundo en los montos de pago por capacidad muestran claramente que al utilizar centrales más confiables para asegurar la demanda, disminuyen los pagos, beneficiando directamente a los usuarios finales. Además, con este tipo de resultados, se fomenta la inversión en la dirección correcta.

Con este tipo de inversiones, además se consigue que disminuya la utilización de centrales poco adecuadas para asegurar demanda, como son las unidades a carbón existente en la actualidad en el SING, las cuales poseen bajas tasas de disponibilidad.

Luego de realizarse una inversión como la descrita, el escenario cambiaría fuertemente, lo cual reafirma la importancia de ser inversor “first mover”.



El gráfico que se presenta a continuación indican como resultarían, luego de la inversión, los precios promedios de despeje, para los distintos periodos estudiados.

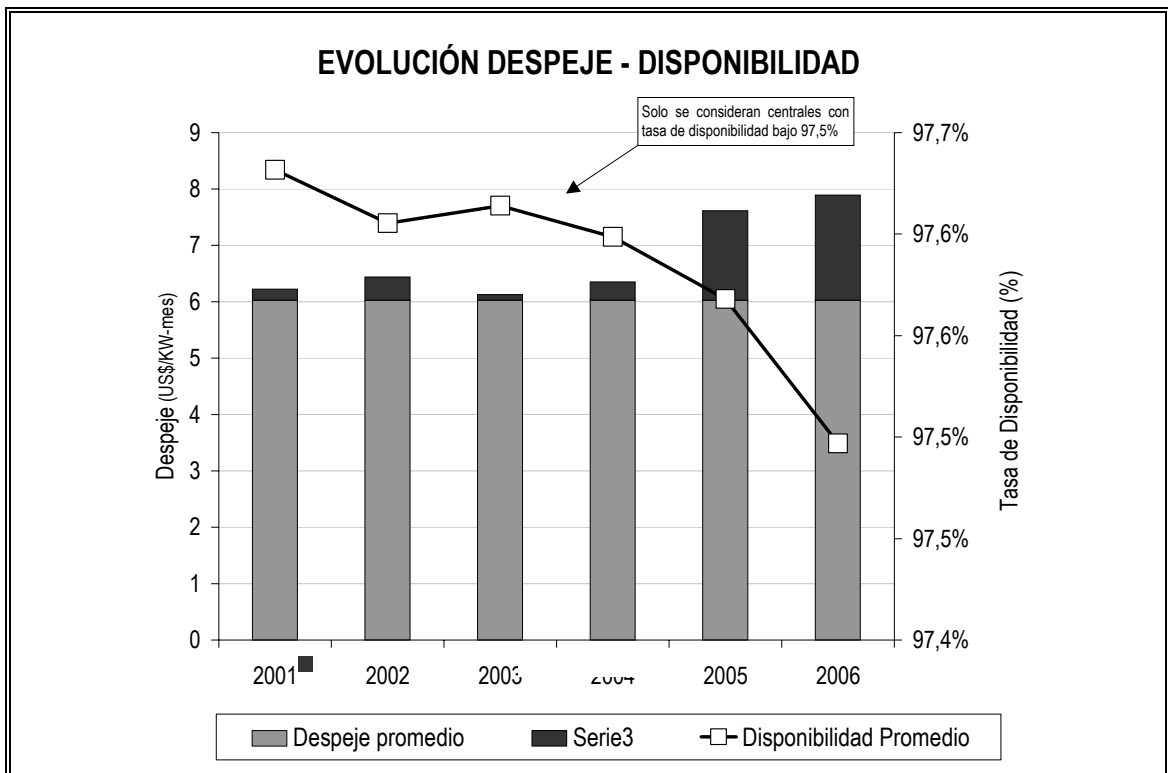


Figura 7.27: Primer entrante – Evolución despeje – disponibilidad

En el gráfico notamos como el excedente sobre los US\$6,03/KW-mes disminuye, imposibilitando la incorporación de un nuevo entrante para los años 2003 y 2004. Asimismo, se observa que el promedio de disponibilidad de las centrales comprometidas por sobre los US\$6,03/KW-mes mejora en el año 2003, mostrando el impacto que esta inversión tendría en el sistema actual.

Luego, las señales de inversión se desplazan al año 2005, donde las expectativas de ingresos por potencia son más atractivas. El próximo gráfico muestra los resultados que obtendrían centrales de 150 MW y 300 MW, en el sistema descrito.

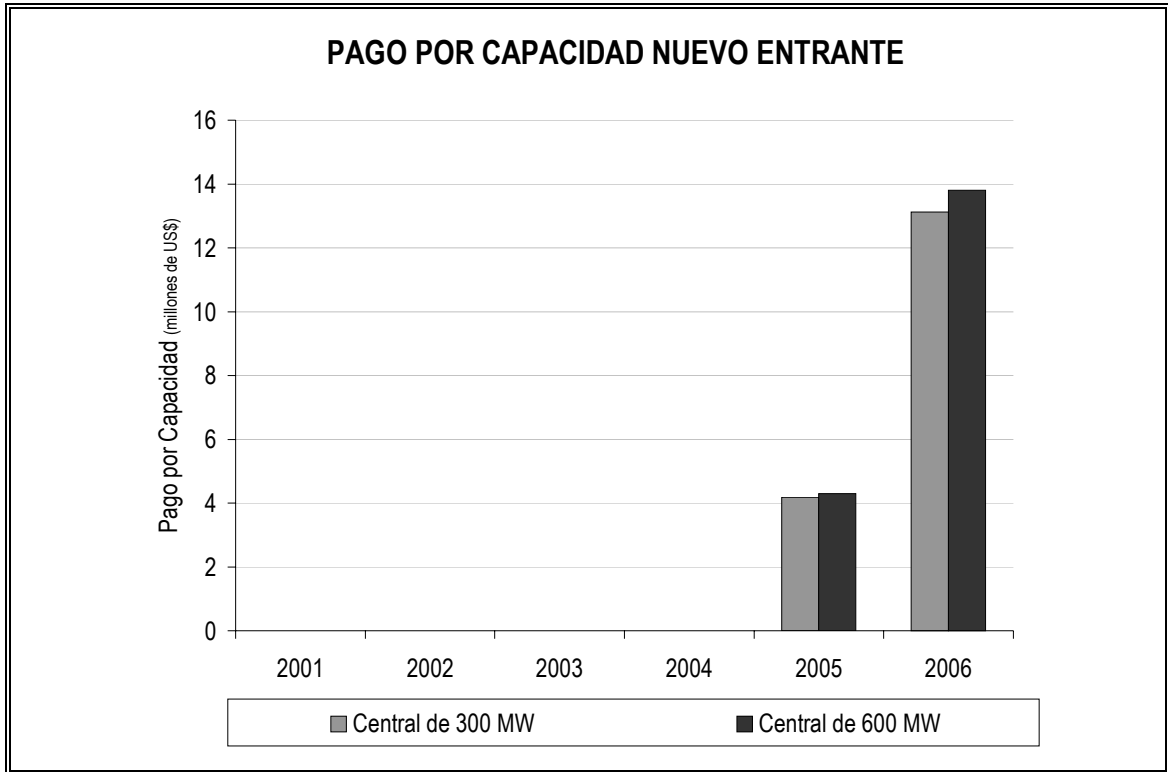


Figura 7.28: Segundo entrante – Pago por Capacidad

Según la figura 7.28 se observa que los ingresos por potencia para ambos casos son parecidos con lo cual la decisión de inversión para el corto plazo podría considerar diferentes alternativas. Sin embargo, en este sentido, puede considerarse mejor invertir en centrales de tamaño medio, como son las de 300 MW, con lo cual no se asumen riesgos innecesarios como los ligados a inversiones mayores.

El gráfico siguiente muestra la variación en el pago por capacidad total luego de incluir dos centrales de 300 MW, una para el año 2003 y la otra, para el año 2005.

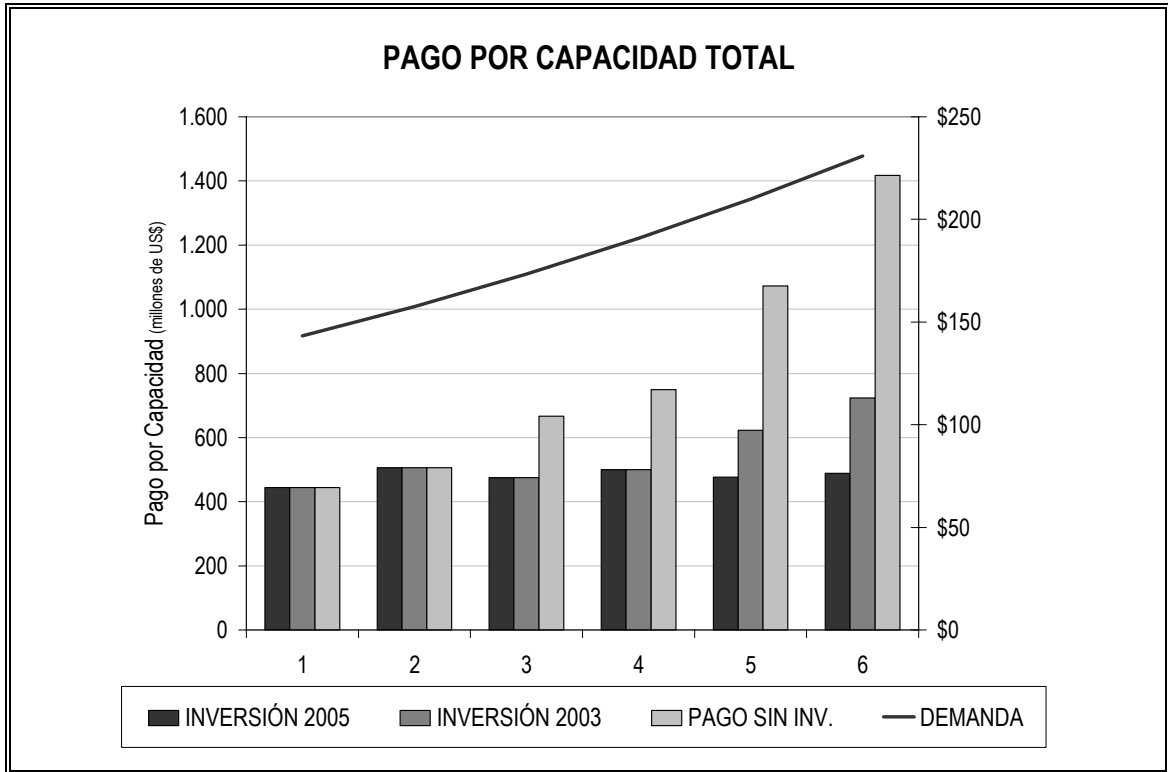


Figura 7.29: Segundo entrante – Pago por capacidad total

Por medio de la inclusión de las inversiones supuestas, el pago por capacidad considerado para los años en estudio se mantiene en niveles bastante aceptables, si consideramos que por medio de este pago, se estará asegurando la producción de energía de forma de proveer al usuario final de un producto de alta confiabilidad.

Por último, se incluye a continuación un gráfico que presenta la evolución del pago por capacidad por combustible.

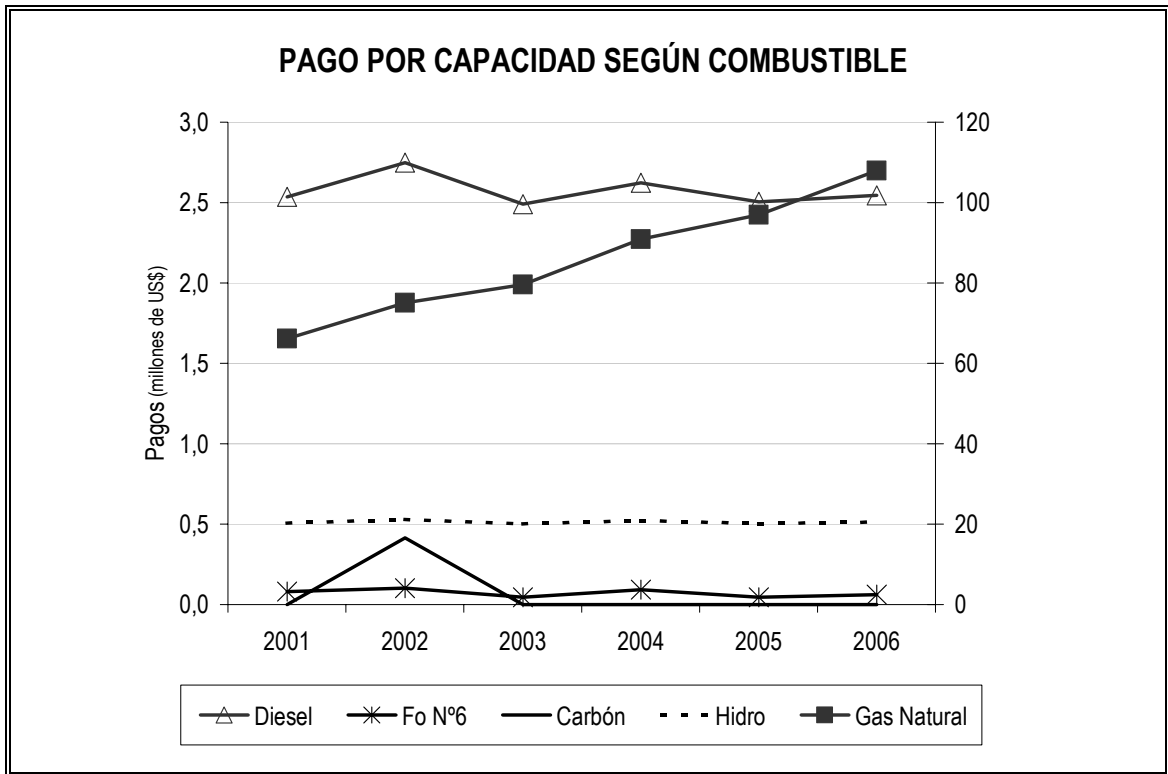


Figura 7.30: Pago por capacidad según combustible considerando inversiones

En la figura 7.30 se observa la clara preponderancia del uso de centrales a gas natural en comparación a los otros tipos de combustibles, aunque el trecho que los separaba disminuye con la incorporación de las nuevas inversiones. Además se observa que los montos se mantienen mas bien constantes en todo el horizonte de estudio, observándose una alza para el caso de gas natural, debido al aumento simulado del parque relativo a ese tipo de combustible.

Con los resultados expuestos, se puede concluir que el pago por capacidad descrito resuelve de forma satisfactoria el problema de inversión, dificultad común en los mercados eléctricos del mundo, lo cual, junto a su claridad de cálculo e interpretación, hace del pago por capacidad incorporado en el sistema interconectado de PJM, una posibilidad válida para un sistema eléctrico como el chileno.

## VIII. CONCLUSIONES

El sistema interconectado de Pennsylvania, New Jersey y Maryland (PJM), presenta interesantes características dignas de estudiar, entre las cuales se encuentra el pago por capacidad que se desarrolla en dicho mercado.

Luego de desarrollar una simulación mediante la cual se estudió la posible instauración de un modelo de pago como el de PJM, se ha podido concluir que ésto sería viable en un sistema como el existente en la interconexión del Norte Grande (SING) de nuestro país.

Dentro de las características que observamos en el pago por capacidad simulado, nos encontramos con que éste se basa en la disponibilidad de las unidades generadoras, permitiendo que los incentivos de inversión se canalicen en dirección a un sistema eléctrico con niveles de confiabilidad aceptables.

Por otro lado, el modelo de pago por capacidad PJM elimina casi por completo la intervención de un ente regulador que desvirtúe las señales que el sistema pudiera proveer. Considerando que el pago por capacidad se genera en una subasta de ofertas, mediante la cual los generadores compiten por captar dicho pago, se podría pensar que la posibilidad de manejo en los montos de las remuneraciones que por concepto de capacidad perciben las empresas generadoras, es importante. Sin embargo, según el desarrollo expuesto y gracias a la libre competencia que nace de un parque de generación que incluye diferentes empresas generadoras, este manejo es poco probable. Según lo explicado en el capítulo anterior, sólo la unidad de despeje podría tener incentivos de manejar el precio de oferta real que resulta de su propia tasa de disponibilidad, pero, al contemplar el gran nivel de riesgo que esto conlleva, las probabilidades que esto ocurra se reducen considerablemente.

Por lo anteriormente expuesto, el pago por capacidad simulado permite la correcta competencia entre los participantes, sin que ninguno de éstos pueda manejar la decisión de los otros.

Por otro lado, gracias a que el pago premia a las unidades con mejores tasas de disponibilidad, el modelo beneficia directamente la incorporación de nuevas tecnologías más seguras.

Otro punto a considerar, es la independencia que presenta el pago por capacidad simulado en relación con el pago por energía o el despacho de las centrales eléctricas, permitiendo con esto, la convivencia de centrales económicas que reduzcan el costo por energía, con unidades que den mayor confiabilidad al sistema.

En relación con los nuevos entrantes, cabe señalar que el sistema de pago por capacidad simulado posee importantes beneficios.

En primer lugar, los niveles de remuneración que los generadores alcanzan en la simulación son bastante razonables, centrándose esta remuneración, en aquellas empresas que poseen unidades con niveles de disponibilidad mayores, con lo cual los incentivos de inversión se desarrollan hacia un sistema más seguro.

Aún así, dicho nivel de remuneración, puede variar fuertemente dependiendo de la penalización que se utilice para todos los generadores que no cumplan con sus compromisos de capacidad. Esta penalización, es en la práctica, la única herramienta de intervención, junto con la especificación del nivel de confiabilidad que se debe alcanzar, con la que el CDEC cuenta en el modelo de pago simulado. La implicancia del valor de la penalización en los montos por capacidad remunerados, es directa, y mediante esta, el CDEC puede incentivar de mayor o menor forma la incorporación de nuevas unidades al parque del sistema.

En segundo lugar, el pago por capacidad es claro y sencillo, con lo cual las señales que se da al mercado son igualmente claras, lo que facilita el correcto desarrollo de éste. Junto a esto, la subasta de capacidad se desarrolla sin manejo alguno del CDEC, con lo cual los incentivos de inversión son aún mejores.

Esta claridad en el pago por capacidad permite que las nuevas centrales posean bajos niveles de riesgo relacionados con los posibles pagos que pudieran captar, lo cual otorga dinamismo al parque de generación. Además, con posibles

incorporaciones de nuevos entrantes, el sistema logra disminuir a niveles razonables el pago por capacidad total a corto plazo.

También es posible apreciar que el pago por capacidad existente en la actualidad, difiere radicalmente del modelo de pago PJM. Esto se debe principalmente, a que la metodología de cálculo que los pagos utilizan posee importantes diferencias. Mientras el pago por potencia firme, utilizado en el SING, se basa en el aporte que las unidades puedan realizar a la punta del sistema, el pago basado en el modelo PJM, se calcula en base a la disponibilidad de las unidades, siendo las centrales seguras, las más beneficiadas.

Sin embargo, esta diferencia permite concluir que la posibilidad de incorporación de un pago por capacidad como el simulado en el SING es bastante atractiva, debido a que junto a un correcto pago por energía, que premie a las unidades más económicas, se podría remunerar a las unidades que proveen al sistema de confiabilidad, obteniéndose en consecuencia, un sistema eléctrico más completo y un mejor producto para el usuario final.

Finalmente, como estudio futuro en relación con el modelo PJM, se sugiere incorporar al presente análisis, un modelo de subastas de capacidad que incorpore teoría de juegos, permitiéndose así un estudio más acabado de la manera con la cual compiten los diferentes participantes. Junto a esto, también sería posible incorporar a dicho análisis, el pago por energía que se desarrolla en la actualidad en PJM, completándose entonces, el estudio de una posible modificación del modelo utilizado en el Sistema Interconectado del Norte Grande de nuestro país.

## BIBLIOGRAFIA

- [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.
- [Olme00] Olmedo, Juan Carlos (2000) **Procedimiento de cálculo potencia firme**. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [Colo00] Rivier, Michel y Pérez-Arriaga, José Ignacio (2000) **Estudio cargo por capacidad en Colombia**. Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España.
- [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.
- [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.
- [Door00] Doorman, Gerard L. (2000) **Peaking Capacity in Restructured Power Systems**. Universidad Noruega de Ciencias y Tecnología.
- [Sode00] Söder, Lennart (2000) **Who should be responsible for generation capacity addition?**. Royal Institute of Technology.
- [Hobb01] Hobbs, Benjamin F. y Iñon, Javier (2001) **Issues concerning ICAP and alternative approaches for power capacity markets**. The Johns Hopkins University.
- [RAA01] Sistema Interconectado de Pennsylvania, New Jersey y Maryland (2001) **Reliability Assurance Agreement among Load Serving Entities in the PJM Control Area**. <<http://www.pjm.com/>>



- [Oper01] Sistema Interconectado de Pennsylvania, New Jersey y Maryland (2001) **Operating Agreement of PJM Interconnection.** <<http://www.pjm.com/>>
- [Repo00] Sistema Interconectado de Pennsylvania, New Jersey y Maryland (2000) **Anual Report of PJM Interconnection.** <<http://www.pjm.com/>>
- [Manu01] Sistema Interconectado de Pennsylvania, New Jersey y Maryland (2001) **PJM Manual.** <<http://www.pjm.com/>>
- [Esta00] Centro de Despacho Económico de Carga, Sistema Interconectado Norte Grande (2000) **Estadísticas de Operación 1993-2000.**
- [Firm01] Centro de Despacho Económico de Carga, Sistema Interconectado Norte Grande (2001) **Informe de valorización de potencia firme – Balance provisional 2001.**
- [Nudo01] Comisión Nacional de Energía (2001) **Fijación de Precio de Nudo SING (Abril 1998-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.
- [PUC01] Pontificia Universidad Católica de Chile (2001) **Trabajos de Investigación curso de Mercados Eléctricos.**

## **ANEXOS**

## ANEXO A : TASAS DE DISPONIBILIDAD GENERADORES – SING

Propietario	Nombre Central	Nombre Unidad	Puesta en servicio	Tipo de Máquina	Potencia Neta (MW)	Tasa de Indisponibilidad Forzada
Edelnor	Chapiquiña	Charmilles	1967	Hidro Pasada	10,1	2,5%
Edelnor	Diesel Arica	Mirrless KS	1953	Diesel	2,9	2,8%
Edelnor	Diesel Arica	Mirrless KSS	1965	Diesel	2,8	10,8%
Edelnor	Diesel Arica	G. Motors	1973	Diesel	8,4	4,2%
Edelnor	Diesel Iquique	Suizer	1957	Diesel	4,1	3,0%
Edelnor	Diesel Iquique	Mirrless KSS	1964	Diesel	2,8	2,1%
Edelnor	Diesel Iquique	MAN	1972	Fo N°6	5,6	7,1%
Edelnor	Diesel Iquique	Hitachi	1978	Turbogas Diesel	23,6	4,0%
Edelnor	Diesel Iquique	Mitsubishi	1985	Fo N°6	5,9	7,8%
Edelnor	Diesel Antofagasta	MAN	1970	Fo N°6	12,4	2,9%
Edelnor	Diesel Antofagasta	G. Motors	1976	Diesel	16,8	7,3%
Edelnor	Mejillones	CTM1	1995	Carbón	149,5	5,0%
Edelnor	Mejillones	CTM2	1998	Carbón	149,5	5,0%
Edelnor	Mantos Blancos	Mirrless K8	1995	Fo N°6	28,0	7,0%
Edelnor	Mejillones	CTM3	2000	Ciclo Combinado Gas	243,0	2,3%
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	U9-AEG	1960	Fo N°6	43,0	7,0%
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	U10-GE	1970	Fo N°6	36,0	6,0%
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	U11-GE	1970	Fo N°6	36,0	6,0%
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	U12-Mitsubishi	1983	Carbón	76,5	6,0%
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	U13-Mitsubishi	1985	Carbón	76,5	6,0%
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	U14-Mitsubishi	1987	Carbón	117,0	6,0%
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	U15-Mitsubishi	1990	Carbón	117,0	6,0%
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	TG1-Hitachi	1975	Turbogas Diesel	20,9	2,0%
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	TG2-Hitachi	1975	Turbogas Diesel	20,9	2,0%
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	TG3-GE	1993	Turbogas Gas	37,2	3,0%
Eléctroandina	CCU-16	CCU-16	2001	Ciclo Combinado Gas	380,0	3,0%
Norgener	Nueva Tocopilla	Nueva tocopilla N°1	1995	Carbón	127,8	5,0%
Norgener	Nueva Tocopilla	Nueva Tocopilla N°2	1997	Carbón	127,8	5,0%
Celta	Patache	Patache	1998	Carbón	141,0	4,1%
Celta	Tarapacá	Hitachi	2000	Turbogas Diesel	23,8	5,0%
Nopel	Atacama	Módulo 1, 2 y 3	1999	Ciclo Combinado Gas	554,1	2,3%
Nopel	Atacama	Módulo 4	2002	Ciclo Combinado Gas	185,0	2,3%
Gener	Salta	Salta	2000	Ciclo Combinado Gas	582,4	2,5%

## ANEXO B : PERIODOS DE MANTENCIÓN

Propietario	Nombre Central	Nombre Unidad	Duración (días)	Inicio	Término
Edelnor	Mejillones	CTM1	7	26-07-01	01-08-01
Edelnor	Mejillones	CTM2	24	01-05-01	24-05-01
Edelnor	Mejillones	CTM3	22	06-10-01	27-10-01
Norgener	Nueva Tocopilla	Nueva tocopilla N°1	50	30-07-01	17-09-01
Norgener	Nueva Tocopilla	Nueva Tocopilla N°2	7	10-12-01	16-12-01
Electroandina	Térmica Tocopilla	U14-Mitsubishi	40	16-04-01	25-05-01
Electroandina	Térmica Tocopilla	U14-Mitsubishi	8	02-06-01	09-06-01
Electroandina	Térmica Tocopilla	U15-Mitsubishi	45	28-05-01	11-07-01
Electroandina	CCU-16	CCU-16	6	01-08-01	06-08-01
Electroandina	CCU-16	CCU-16	3	23-10-01	25-10-01
Electroandina	Térmica Tocopilla	TG3-GE	47	04-09-01	20-10-01
Nopel	Atacama	Módulo 1,2 y 3	8	14-01-01	21-01-01
Nopel	Atacama	Módulo 1,2 y 3	2	16-08-01	17-08-01
Nopel	Atacama	Módulo 1,2 y 3	2	09-09-01	10-09-01
Celta	Tarapacá	Hitachi	3	13-10-01	15-10-01
Gener	Salta	Salta	7	05-03-01	11-03-01
Gener	Salta	Salta	11	24-03-01	03-04-01

## ANEXO C: FACTORES DE PENALIZACIÓN

Propietario	Nombre Central	Nombre Unidad	Nudo	Factor de Penalización
Edelnor	Chapiquiña	Charmilles	Pozo Almonte	0,69874
Edelnor	Diesel Arica	Mirrless KS	Pozo Almonte	0,69874
Edelnor	Diesel Arica	Mirrless KSS	Pozo Almonte	0,69874
Edelnor	Diesel Arica	G. Motors	Pozo Almonte	0,69874
Edelnor	Diesel Iquique	Suizer	Pozo Almonte	0,69874
Edelnor	Diesel Iquique	Mirrless KSS	Pozo Almonte	0,69874
Edelnor	Diesel Iquique	MAN	Pozo Almonte	0,69874
Edelnor	Diesel Iquique	Hitachi	Pozo Almonte	0,69874
Edelnor	Diesel Iquique	Mitsubishi	Pozo Almonte	0,69874
Edelnor	Diesel Antofagasta	MAN	Mejillones 110	0,61262
Edelnor	Diesel Antofagasta	G. Motors	Mejillones 110	0,61262
Edelnor	Mejillones	CTM1	Mejillones 220	0,61379
Edelnor	Mejillones	CTM2	Mejillones 220	0,61379
Edelnor	Mantos Blancos	Mirrless K8	Mantos Blancos	0,62375
Edelnor	Mejillones	CTM3	Mejillones 220	0,61379
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	U9-AEG	Crucero	0,63813
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	U10-GE	Crucero	0,63813
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	U11-GE	Crucero	0,63813
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	U12-Mitsubishi	Crucero	0,63813
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	U13-Mitsubishi	Crucero	0,63813
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	U14-Mitsubishi	Crucero	0,63813
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	U15-Mitsubishi	Crucero	0,63813
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	TG1-Hitachi	Crucero	0,63813
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	TG2-Hitachi	Crucero	0,63813
Eléctroandina	Térmica Tocopilla	TG3-GE	Crucero	0,63813
Eléctroandina	CCU-16	CCU-16	Tocopilla 5	0,61842
Norgener	Nueva Tocopilla	Nueva tocopilla N°1	Crucero	0,63813
Norgener	Nueva Tocopilla	Nueva Tocopilla N°2	Crucero	0,63813
Celta	Patache	Patache	Lagunas	0,67310
Celta	Tarapacá	Hitachi	Pozo Almonte	0,69874
Nopel	Atacama	Módulo 1,2 y 3	Central Atacama	0,62787
Nopel	Atacama	Módulo 4	Central Atacama	0,62787
Gener	Salta	Salta	Crucero	0,63813