

Desarrollo de Inversiones en Mercados Electricos Oligopolicos

Jose Manuel Gonzalez aguirre

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

Profesor Supervisor: **Hugh rudnick Van de wyngard**

Santiago de Chile, Abril 2008

2008, José Manuel González Aguirre

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores: Hugh Rudnick Van de Wyngard, David Watts Casimis, Luis Vargas Díaz, Bernardo Domínguez Covarrubias.

..	1
Agradecimientos .	3
Resumen .	5
Abstract . .	7
1 Introducción . .	9
1.1 Motivación .	9
1.2 Objetivos .	11
1.3 Alcance de la tesis .	11
1.4 Estructura de la Tesis . .	12
2 Marco teórico . .	13
2.1 Teoría de juegos .	13
2.1.1 Descripción general .	13
2.1.2 Tipos de juegos .	14
2.1.3 Solución de problemas de Teoría de Juegos .	14
2.1.4 El oligopolio de Cournot .	16
..	19
2.2 Barreras a la entrada .	19
2.2.1 El concepto .	19
2.2.2 Tipos de barreras de entrada .	20
2.2.3 Comportamiento del establecido ante la amenaza de un potencial entrante. .	22
2.3 Estímulos a la suficiencia en la capacidad instalada de generación . .	22
2.3.1 Mercados de sólo energía .	24
2.3.2 Mercados con pago por capacidad . .	24
2.3.3 Mercados con requerimientos de planificación de reservas .	24
3. El modelo .	27
3.1 Descripción del mercado a modelar .	28

3.1.1 Oferta . .	28
3.1.2 Demanda .	29
3.1.3 Equilibrio de mercado .	30
3.1.4 Inversión .	33
3.1.5 Pago por potencia .	34
3.2 Formulación del modelo desarrollado .	35
3.2.1 Estructura del modelo .	35
3.2.2 Resolución del modelo .	37
3.2.3 Representación gráfica del modelo realizado .	38
3.3 Aplicación del modelo .	39
3.3.1 El problema de optimización de cada compañía generadora .	39
3.3.2 Intertemporalidad de las decisiones .	41
4 Limitaciones del modelo . .	43
4.1 Variabilidad hidrológica y regulación hidráulica intertemporal . .	43
4.2 Costos de inversión constantes .	44
4.3 Horizonte de planificación .	44
4.4 Contratos por venta de energía . .	45
4.5 Estocasticidad de la demanda . .	45
5 Casos de estudio . .	47
5.1 Consideraciones generales .	47
5.2 Caso I. Mercado abierto a la incorporación de una nueva compañía generadora . .	48
5.2.1 Definición del caso . .	48
5.2.2 Datos de entrada . .	49
5.3 Caso II. Mercado abierto a la competencia pero con existencia de desigualdades en los costos de operación .	51
5.3.1 Definición del caso . .	51
5.3.2 Datos de entrada . .	51
5.4 Caso III. Mercado abierto a la competencia pero con existencia de desigualdades en los costos de inversión . .	51

5.4.1 Definición del caso . .	51
5.4.2 Datos de entrada . .	51
5.5 Caso IV. Mercado con la entrada en proyectos hidráulicos bloqueada .	52
5.5.1 Definición del caso . .	52
5.5.2 Datos de entrada . .	52
5.6 Caso V. Mercado sin la existencia de un potencial entrante .	52
5.6.1 Definición del caso . .	52
5.6.2 Datos de entrada . .	52
5.7 Caso VI. Mercado abierto a la entrada considerando curvas de demanda más elásticas . .	53
5.7.1 Definición del caso . .	53
5.7.2 Datos de entrada . .	53
6 Resultados . .	55
6.1 Sin Limitación de Inversión .	55
6.1.1 Caso Base .	55
6.1.2 Comparación de Casos .	61
6.2 Con limitación de inversión en centrales hidráulicas . .	69
6.2.1 Caso base .	69
6.2.2 Comparación de casos .	74
7 Discusión .	81
8 Conclusiones y Recomendaciones . .	85
Bibliografía .	87
Anexo A. El Sistema Interconectado Central (SIC) . .	89
1. Matriz Energética del Sistema Interconectado Central . .	89
2. Empresas integrantes del SIC .	90
3. Mercados de transacción de energía en el SIC .	91
Anexo B. Duración y Potencia Media de los Bloques de Demanda .	93
1. Determinación de bloques de demanda. .	93
2. Curvas de demanda para cada bloque .	94

Anexo C. Cálculo de Potencia de Suficiencia .	97
1. Metodología de Cálculo .	97
1. 4 Potencia Inicial .	97
1. 5 Potencia de Suficiencia Preliminar . .	100
1.6 Potencia de Suficiencia Definitiva .	101
Anexo D. Parámetros de las distintas posibilidades de Inversión .	103
Anexo E. Modelación utilizando otra curva de demanda. .	105
1. Caso VII. Mercado abierto a la entrada considerando otro punto ancla en la construcción de la demanda .	105
1.1 Definición del Caso .	105
1.2 Datos de entrada .	106
2. Resultados . .	106
2.1 Sin Limitación Hidroeléctrica . .	106
2.2 Con Limitación Hidroeléctrica .	110

A mi Padre, Madre, hermanos y amigos, quienes han sido un gran apoyo a lo largo de toda mi vida

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi Padre, quien estuvo siempre apoyándome en mis angustias y alegrías, a mi Madre, quien desde arriba me ha dado calma, a mi Familia y Amigos, quienes han hecho de mi vida más alegre e interesante.

Además quiero agradecer afectuosamente a Don Hugh Rudnick y David Watts, quienes fueron ayuda fundamental en el desarrollo de esta Tesis.

Finalmente agradezco a la Pontificia Universidad Católica por educarme como buen ingeniero y persona.

Resumen

En este trabajo se formula y analiza, mediante la utilización de teoría de juegos, una representación simplificada de un mercado liberalizado de generación eléctrica, con la finalidad de poder caracterizar la operación de dicho mercado y las condiciones de desarrollo de nuevas inversiones en generación, centrándose en el escenario al cual se enfrentan potenciales entrantes en un mercado oligopólico.

Para lograr esto, se desarrolla un modelo basado en el equilibrio de Cournot, donde las empresas deciden de forma competitiva tanto su cantidad de energía generada como las inversiones en capacidad.

La metodología de solución empleada resuelve el problema de maximización de beneficios de cada una de las empresas, los que se encuentran interrelacionados mediante la función inversa de la demanda y la función de pago por potencia. Esto da como resultado un problema No-Lineal Complementario que es implementado mediante la herramienta de modelación GAMS y resuelto utilizando el solver PATH.

En todos los casos estudiados, se observó que existe la posibilidad de que un nuevo agente entre al mercado, pero la capacidad de generación con que se incorpora se encuentra estrechamente relacionada con las características iniciales de las empresas existentes. Entre todos los casos estudiados, se determinó que la condición que mayormente afecta la capacidad que instala el entrante, corresponde a las diferencias en los costos de inversión respecto de las empresas establecidas.

También se concluye que el pago por potencia definitivamente promueve la competitividad del mercado y motiva al potencial entrante a invertir más. Sin embargo, el cambio en el beneficio social al aplicar el pago por potencia es muy pequeño, considerando sólo los efectos de la baja de precio y aumento en la generación de energía.

Abstract

This work formulates and analyses a simplified representation of a liberalized electricity generation market using game theory, aiming to characterize the operation of this market along with the development conditions for new energy generation investment, focusing on the scenario that potential entrants face in an oligopolic market.

To achieve this, a Cournot equilibrium based model was developed, where companies decide competitively both, the amount of generated energy and the capacity investment.

The solution methodology used in this thesis solves a revenue maximization problem for each company. These problems are interrelated through the inverse demand function and the capacity payment function. It results in a Nonlinear Complementary problem that is implemented using the modeling tool GAMS and solved using PATH solver.

As results, in all studied cases it was found that there exists the possibility of new players entering the market, but the entering generation capacity is extremely related with the initial characteristics of the existing companies. Within all the studied cases, it is observed that the situation more likely to condition the entrant's capacity quantity are the costs differences among the established companies.

Furthermore, it is possible to conclude that capacity payments definitely promote the market's competitiveness and foster higher investments from potential entrants on the market. However, the increase of social welfare is very small, considering only lower price effects and energy generation increments.

1 Introducción

1.1 Motivación

Desde que los mercados eléctricos enfrentan procesos de desregulación, donde Chile ostenta el orgullo de haber sido pionero, el foco de las investigaciones, tanto de entidades académicas como de estamentos reguladores, ha apuntado a mejorar la competitividad en la operación del mercado. En función de esto, se han desarrollado muchos estudios para analizar la competitividad y las decisiones de los agentes involucrados en el mercado de la energía. (Arellano, 2002.; Gan & Bourcier, 2002; Green & Newbery, 1992; Kelman, Barroso, & Pereira, 2001; Pineau & Murto, 2003; Villar & Rudnick, 2003; Watts & Rudnick, 2002).

La tendencia que se observa en los mercados eléctricos actualmente, presenta un aumento en la descentralización de la toma de decisiones por parte de los generadores, afectando, entre otras cosas, la forma como las empresas planifican y desarrollan su expansión.

La libertad de inversión en capacidad, conlleva a que las compañías decidan de manera estratégica cuales serán sus políticas de inversión, viéndose fuertemente afectados por las decisiones de los otros agentes involucrados en el mercado, ya sean estos existentes o potenciales entrantes. En la búsqueda de comprender y predecir

dichas decisiones, muchos autores han desarrollado modelos utilizando teoría de juegos, con la finalidad de poder determinar estrategias que optimicen el proceso de inversión y que permitan analizar el poder de mercado que pueden ejercer los grandes agentes involucrados en dichos mercados. (Botterud, Ilic, & Wangensteen, 2005; Chuang, Wu, & Varaiya, 2001; Pineau & Murto, 2003; Mariano Ventosa, Denis, & Redondo, 2002; Voropai & Ivanova, 2002)

En la búsqueda de poder representar la interacción de los agentes del mercado eléctrico mediante la utilización de teoría de juegos, inicialmente se estudió la representación del mercado de manera extensiva, considerando todas las posibles estrategias existentes para cada uno de los jugadores a lo largo del horizonte de estudio, pudiendo con esto solucionar el juego mediante la utilización de inducción hacia atrás. El problema encontrado con el uso de esta metodología, es el gran número de casos que se deben considerar. Específicamente en el mercado de la generación de energía, los agentes deben decidir cuanta capacidad instalar, cuando realizar la inversión, en que tipo de tecnología y puntualmente en mercados descentralizados, deben decidir cuanto generar a lo largo de cada período.

Debido a esto, poder determinar de forma discreta una cantidad de escenarios de forma que se represente de manera correcta el mercado, da como resultado un enorme número de escenarios que resultan muy difíciles de manejar computacionalmente, utilizando las herramientas de modelación de juegos existentes.

Esta investigación buscó identificar metodologías que analizaran el problema de forma analítica, donde las estrategias que solucionan el problema se encontraran utilizando el modelo de Cournot. Dentro de los trabajos estudiados, esta investigación se centró principalmente en dos, los cuales pertenecen a los académicos Pauli Murto (Pineau & Murto, 2003) y Mariano Ventosa (Mariano Ventosa et al., 2002). Ambos investigadores proponen una metodología basada en el problema complementario utilizado por Hobbs en la planificación de la generación de corto plazo (Hobbs., 1999.), donde el equilibrio de mercado se encuentra formulando analíticamente las ecuaciones que expresan el comportamiento óptimo de las empresas de generación de energía en un mercado desregulado. De modo general, este tipo de metodología soluciona varios problemas de optimización, donde cada uno representa la maximización de los beneficios de cada una de las empresas estudiadas, problemas que se unen entre sí por el precio resultante de la interacción entre la oferta y la demanda.

Específicamente el trabajo realizado por Murto, se enfoca en estudiar la inversión y generación de energía del mercado Finandés, considerando el crecimiento de la demanda como una variable estocástica. En su trabajo se utiliza como posibilidad de inversión sólo las centrales térmicas. Dado que su investigación considera sólo como posibilidad de inversión las centrales térmicas, los resultados obtenidos muestran que se realiza poca inversión a lo largo de los años y que existe una tendencia creciente de los precios de la energía a lo largo de los períodos estudiados. Además, el incluir la demanda como variable estocástica, influye en la solución del problema, disminuyendo la inversión en los casos donde el crecimiento es menor, pero en el resultado final del estudio prácticamente no se observan cambios en el instante de tiempo en el que las inversiones se realizan.

Por otro lado Ventosa, analiza el mercado para dos diferentes situaciones; en la primera, considera que en el mercado todos los agentes actúan de manera simultánea (modelación a la Cournot), y en la segunda situación estudiada, considera que existe una empresa líder que realiza la decisión antes que sus competidores (modelación a la Stackelberg). Pese a que los resultados obtenidos en esta investigación, muestran que efectivamente la empresa líder obtiene mayores utilidades en la situación donde se utiliza el modelo de Stackelberg, la diferencia es pequeña y no necesariamente justifica la alta complejidad matemática que esta metodología de modelación requiere.

Finalmente, utilizando como base la metodología de modelación utilizada en ambos trabajos, esta investigación pretende estudiar la planificación de las inversiones en los mercados eléctricos, enfocándose en el escenario al cual se ven enfrentados nuevos entrantes a un mercado oligopólico y en el nivel de competitividad de dicho mercado bajo distintas estructuras de éste. Para cada análisis se analiza el efecto del pago por potencia en la decisión de los agentes, situación que no ha sido considerada en las investigaciones previamente descritas.

1.2 Objetivos

El objetivo general de esta tesis consiste en formular y analizar un modelo que permita describir la operación del mercado eléctrico junto con el desarrollo de las inversiones en generación, enfocándose en el escenario al cual se enfrentan potenciales entrantes en un mercado oligopólico.

Dentro de los objetivos específicos se encuentran los siguientes:

Observar el efecto de posibles asimetrías existentes entre las grandes y pequeñas compañías del mercado de la generación de energía, en la competitividad y entrada de agentes al mercado,

Analizar el efecto del pago por potencia en el desarrollo de las inversiones y en el nivel de competitividad del mercado.

1.3 Alcance de la tesis

Tal como se mencionó anteriormente, esta tesis pretende realizar el estudio del desarrollo de las inversiones de las empresas generadoras, representando un mercado liberalizado donde las decisiones de generación e inversión recaen netamente en las compañías involucradas. Pese a que el mercado aquí estudiado no posee la misma estructura que el mercado chileno, en el cual existe una entidad que regula el despacho de la generación, el mercado que se modela se basa mayoritariamente en las características del Sistema Interconectado Central chileno (SIC), considerando una serie de variables pertenecientes a éste como lo son las demandas, capacidad instalada, regulación del pago por potencia,

etc.

En el desarrollo de este trabajo se realizan simplificaciones en la modelación del mercado que se obtienen sólo de los datos públicos existentes y que permiten que el problema aquí planteado pueda ser resuelto computacionalmente con las herramientas existentes actualmente. Debido a esto, los resultados no representan necesariamente lo que sucede en la realidad, sino que buscan dar una perspectiva general sobre la decisión de desarrollo de inversiones en las distintas situaciones estudiadas.

1.4 Estructura de la Tesis

La tesis consta de ocho capítulos, a través de los cuales se abarcan los objetivos planteados.

En el primer capítulo se hace la introducción al tema, explicando los objetivos que persigue la tesis y la manera en como es abarcada la investigación.

El capítulo dos presenta el marco teórico referente al tema en estudio, explicando los conceptos básicos de teoría de juegos y barreras de entrada.

El capítulo tres describe de manera detallada el modelo desarrollado en la tesis. En este se describe el mercado modelado, los supuestos considerados y la metodología utilizada para resolver el problema.

El capítulo cuatro aborda las limitaciones del modelo desarrollado, explicando que problemas surgieron durante el desarrollo y los efectos de las simplificaciones que debieron llevarse a cabo para desarrollar la investigación.

El capítulo cinco describe cada uno los casos analizados en la investigación, detallando la estructura del mercado modelado para cada caso.

En el capítulo seis se muestran los resultados obtenidos para todos los casos modelados, explicitando las variables de mayor relevancia en la comprensión del funcionamiento del mercado.

En el capítulo siete se realiza un análisis de los resultados obtenidos, discutiendo cual es el efecto de las limitaciones que éste modelo posee además de buscar posibles mejoras al trabajo aquí realizado.

En el capítulo ocho se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio.

2 Marco teórico

2.1 Teoría de juegos

2.1.1 Descripción general

La teoría de juegos permite estudiar muchas situaciones de tipo económico, denominadas juegos, donde los individuos que conforman dichos juegos toman decisiones en un contexto de interacción bajo un determinado escenario definido previamente. Con esto, se pueden estudiar las estrategias óptimas así como la manera en que actúan los distintos integrantes de un determinado mercado.

Dado que la mayoría de los mercados no se encuentran tan atomizados como para analizarlos bajo modelos de competencia perfecta, la teoría de juegos resulta muy útil para poder analizar situaciones donde se consideran pocos agentes actuando de manera oligopólica.

En este campo existen muchos autores que han estudiado y desarrollado el tema obteniéndose teorías respecto del análisis de los Oligopolios No-Cooperativos y la Teoría de Juegos. (Bain, 1956, 1959; Demsetz, 1982; Dixit, 1979, 1980; Fudenberg & Tirole, 2002.; Tirole, 1988).

2.1.2 Tipos de juegos

Dependiendo del contexto donde interactúan los agentes se pueden diferenciar distintos tipos de juegos.

Dentro de los tipos de juegos existentes se pueden distinguir dos tipos básicos de juegos, cooperativos y no cooperativos. En los juegos cooperativos los integrantes del juego pueden realizar contratos sobre las decisiones que realizará cada uno, mientras que en los juegos no cooperativos cada jugador toma sus decisiones sin existir un acuerdo previo que condicione su actuar.

Los juegos no-cooperativos se pueden a su vez subdividir en dos tipos, juegos estáticos o dinámicos y juegos con o sin información completa.

En los juegos estáticos los jugadores toman sus decisiones de forma simultánea sin tener información de la decisión que tomará el otro, en cambio en los juegos dinámicos, primero decide uno de los integrantes y luego el otro decide en base a las decisiones previamente tomadas por el otro jugador.

Por otro lado, como dice el nombre en los juegos de información completa cada jugador sabe exactamente todos los datos del problema, esto quiere decir, que posee información de todas las variables de decisión de los otros jugadores y las consecuencias de tomar una u otra decisión. En cambio, para los juegos con información incompleta, existe información que alguno de los jugadores no maneja.

2.1.3 Solución de problemas de Teoría de Juegos

Luego de haber descrito los tipos de juegos existentes, se debe comprender a que corresponde la solución de éste. Se considerará solución de un juego, al conjunto de perfiles de estrategia tal que es razonable pensar que los jugadores tomarán decisiones pertenecientes a dicho conjunto.

Se denominará también concepto de solución de un juego a un procedimiento que permita obtener, de manera precisa y bien argumentada una solución. (Perez, Jimeno, & Cerdá, 2004)

Existen distintos conceptos de solución que se basan en dos clases de argumentos; los argumentos de dominación y los argumentos de equilibrio.

Los conceptos de solución mayormente utilizados son:

Uso de Estrategias Dominantes

Eliminación iterada de Estrategias Dominadas

Equilibrio de Nash

Donde, como lo dicen sus nombres, los dos primeros se basan en argumentos de dominación y el tercero en argumentos de equilibrio.

Para poder entender cada uno de los conceptos de solución se debe explicar el

significado de estrategias dominadas, estrictamente dominadas y dominantes.

Matemáticamente hablando, se considera el juego $G = \{S_1, \dots, S_n, u_1, \dots, u_n\}$, donde s_1^* y s_1^{**} corresponden a dos estrategias del jugador 1. (Petros et al., 2011)

Se dice que s_1^* está "dominada", o también débilmente dominada, por s_1^{**} cuando la desigualdad:

$$u_1(s_1, \dots, s_{i-1}, s_1^*, s_{i+1}, \dots, s_n) \leq u_1(s_1, \dots, s_{i-1}, s_1^{**}, s_{i+1}, \dots, s_n) \quad (2.1)$$

Se cumple para toda combinación de estrategias s_{-i} de los otros jugadores, y para alguna de esas combinaciones se cumple de modo estricto.

Esto quiere decir, que siempre le conviene realizar la estrategia s_1^{**} al menos tanto como usar s_1^* , hagan lo que hagan los otros jugadores.

Se dice que s_1^* está "estrictamente dominada" por s_1^{**} cuando la desigualdad:

$$u_1(s_1, \dots, s_{i-1}, s_1^*, s_{i+1}, \dots, s_n) < u_1(s_1, \dots, s_{i-1}, s_1^{**}, s_{i+1}, \dots, s_n) \quad (2.2)$$

Se cumple para toda combinación de estrategias s_{-i} de los otros jugadores

Finalmente considerando el juego $G = \{S_1, \dots, S_n, u_1, \dots, u_n\}$, donde s_1^* sea una estrategia del jugador 1, se puede decir que s_1^* es una estrategia "dominante" cuando la desigualdad:

$$u_1(s_1, \dots, s_{i-1}, s_1^*, s_{i+1}, \dots, s_n) \leq u_1(s_1, \dots, s_{i-1}, s_1', s_{i+1}, \dots, s_n) \quad (2.3)$$

Se cumple para toda estrategia s_{-i} de dicho jugador y para toda combinación de estrategias s_{-i} de los otros jugadores.

Si todas las desigualdades se cumplen de manera estricta para $s_1^* \neq s_1'$, se puede decir que s_1^* es "estrictamente dominante".

Habiendo definido los términos, de estrategia dominada, estrategia estrictamente dominada, estrategia dominante y estrategia estrictamente dominante, se puede describir los dos primeros conceptos de solución mencionados anteriormente.

En primer lugar, el concepto de solución de Uso de Estrategias Dominantes es aquel donde cada uno de los jugadores realiza su estrategia dominada, la cual es única, independientemente de lo que decidan los otros jugadores.

En segundo lugar, el concepto de solución de Eliminación iterada de Estrategias Dominadas, corresponde a la metodología donde se realizan iteraciones sucesivas en las cuales cada iteración elimina las estrategias dominadas para cada uno de los jugadores.

Este tipo de soluciones se dan sólo en una minoría de juegos por lo que para esta investigación se utilizará el concepto de solución de Equilibrio de Nash, que se describe a continuación.

2.1.3.1 El equilibrio de Nash

Existe equilibrio de Nash cuando la estrategia tomada por cada jugador es la mejor respuesta ante las estrategias tomadas por los otros jugadores, esto quiere decir que ningún jugador se beneficia cambiando su estrategia mientras los otros no cambien la suya.

En el juego $G = \{S_1, \dots, S_n, u_1, \dots, u_n\}$, se dice que el perfil de estrategias $(s_1^*, s_2^*, \dots, s_{i-1}^*, s_i^*, s_{i+1}^*, \dots, s_n^*)$ es un Equilibrio de Nash si para cada jugador i , $u_i(s_1^*, \dots, s_{i-1}^*, s_i^*, s_{i+1}^*, \dots, s_n^*) \geq u_i(s_1^*, \dots, s_{i-1}^*, s_i, s_{i+1}^*, \dots, s_n^*)$ para todo s_i de S_i .

Es decir, para cada jugador i , s_i^* es una solución del problema:

$$\max_{s_i} u_i(s_1^*, \dots, s_{i-1}^*, s_i, s_{i+1}^*, \dots, s_n^*) \quad (2.4)$$

, donde s_i es la variable de decisión y pertenece a S_i .

No necesariamente el hecho de que un jugador se encuentre en un equilibrio de Nash significa que este alcanzando el mejor resultado posible, sino el mejor resultado condicionado por el hecho de que los demás jugadores jueguen las estrategias indicadas para ellos.

2.1.4 El oligopolio de Cournot

En mercados con un número reducido de empresas, el modelo de Cournot es una de las aplicaciones más utilizadas para analizar dichos mercados.

Este modelo corresponde a un juego en el cual el reducido número de firmas producen un producto idéntico y deben decidir cuanto producir sin conocer la decisión del otro. El precio es determinado por la combinación entre la curva de oferta agregada y la curva de demanda del mercado.

En el juego de Cournot se supone que todos los agentes juegan de manera simultánea y que mantienen sus ofertas fijas.

Aunque el mecanismo mediante el cual se vacía el mercado vendiendo toda la producción aportada no se especifica, es útil imaginar una subasta entre compradores de la producción total.

Algunas veces al equilibrio de Cournot se le denomina equilibrio de Cournot-Nash para indicar que corresponde al equilibrio de Nash del juego definido por el modelo de

Cournot.

Para entender el modelo que se desarrolla a continuación, se presenta a modo de ejemplo, la representación mas simple del modelo de Cournot que corresponde a un duopolio.

2.1.4.1 Ejemplo del duopolio de Cournot

Supóngase que en un mercado existen dos empresas idénticas que producen un determinado producto homogéneo y las cuales compiten en cantidades. Las cantidades que produce cada una de las empresas se encuentran representadas por q_1 y q_2 respectivamente.

También supóngase que la función inversa de demanda es decreciente y lineal en el intervalo $[0, a/b]$.

La función inversa de demanda descrita es la siguiente (Perez et al., 2004):

$$P(Q) = \begin{cases} a - bQ & \text{si } bQ < a \\ 0 & \text{si } bQ \geq a \end{cases} \quad (\text{donde } b > 0 \text{ y } Q = q_1 + q_2) \quad (2.5)$$

, y sean las funciones de costos:

$$C_1(q_1) = cq_1, \quad C_2(q_2) = cq_2 \quad \text{donde } c < a \quad (2.6)$$

Las funciones de beneficio para cada jugador serán:

$$\begin{aligned} \pi_1(q_1, q_2) &= q_1(a - bq_1 - bq_2) - cq_1 = q_1(a - bq_1 - bq_2 - c) \\ \pi_2(q_1, q_2) &= q_2(a - bq_1 - bq_2) - cq_2 = q_2(a - bq_1 - bq_2 - c) \end{aligned} \quad (2.7)$$

Si se supone que las utilidades de los jugadores son iguales a los beneficios las ecuaciones resultan:

Ahora se debe determinar el equilibrio de Nash para este problema. La respuesta óptima de la empresa 1 ante cualquier acción de la empresa 2, se obtiene resolviendo el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned} \max_{q_1} u_1(q_1, q_2) &= q_1(a - bq_1 - bq_2 - c) \\ \text{sujeto a: } 0 &\leq q_1 \leq a/b \end{aligned} \quad (2.9)$$

asumiendo que la solución es interior, o que significa que la suma $q_1^* + q_2^*$ pertenece al intervalo $(1, a + b)$.

Resolviendo las condiciones de primer orden para cada empresa se obtienen las siguientes curvas de reacción:

$$R_1(q_2) = \frac{a - c - b q_2}{2b} \quad y \quad R_2(q_1) = \frac{a - c - b q_1}{2b} \quad (2.10)$$

Si (q_1^*, q_2^*) corresponden efectivamente a un Equilibrio de Nash, q_1^* será respuesta óptima a q_2^* , y q_2^* lo será de q_1^*

$$q_1^* = \frac{a - c - b q_2^*}{2b} \quad y \quad q_2^* = \frac{a - c - b q_1^*}{2b} \quad (2.11)$$

Resolviendo este sistema de ecuaciones se obtiene:

$$q_1^* = \frac{a - c}{3b} \quad y \quad q_2^* = \frac{a - c}{3b} \quad (2.12)$$

, que corresponde a la cantidad que generará cada una de las empresas. Con estos valores el precio de mercado y la cantidad generada son los siguientes:

$$p^* = \frac{a + 2c}{3} \quad Q^* = 2 \frac{a - c}{3b} \quad (2.13)$$

Los resultados anteriores también se pueden representar gráficamente. La Figure 2-1 muestra las funciones de reacción de las empresas 1 y 2 ($R_1(q_2)$ y $R_2(q_1)$) respectivamente

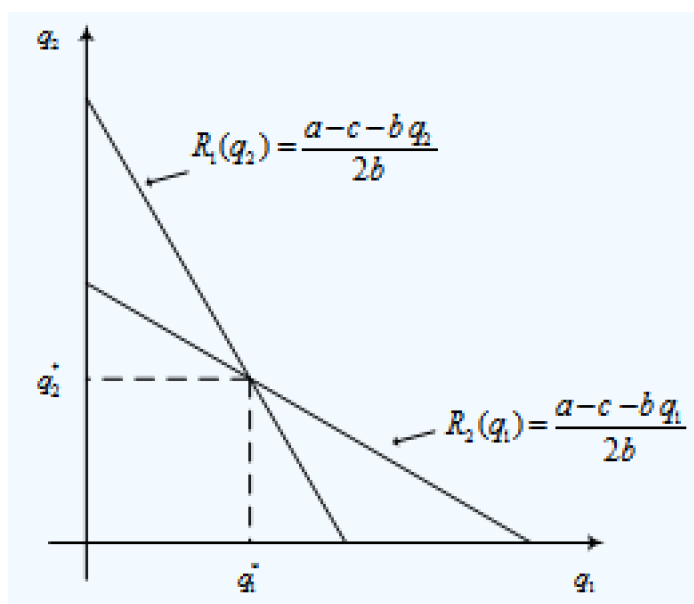


Figura 2-1. Curvas de reacción para el ejemplo del Duopolio de Cournot

2.2 Barreras a la entrada

Para poder comprender el comportamiento de las diferentes compañías dentro de un mercado de generación de energía, es importante investigar si existen ciertos tipos de barrera a la entrada de nuevas empresas, afectando con esto la competitividad en dicho mercado.

Al comienzo de esta investigación se realizaron diversas entrevistas con ejecutivos de las principales empresas de generación del país, con la finalidad de obtener información respecto de la existencia de barreras a la entrada. La respuesta en la mayoría de los casos fue que no existen barreras, pero se aclaró que la condición de Endesa, con la gran mayoría de los derechos de agua otorgados a la fecha, puede ser una limitante a la entrada de otras empresas que consideren la alternativa de la generación hidráulica como rentable.

A continuación se describen los distintos tipos de barreras de entrada existentes que permiten al lector comprender posteriormente el motivo de estudio de los casos analizados.

2.2.1 El concepto

Bain define “barrera de entrada” como “Una desventaja de los potenciales entrantes

respecto de las firmas establecidas”. Una barrera de entrada existe, cuando las firmas pueden elevar los precios sobre el nivel de costos competitivos sin inducir la entrada de nuevas firmas. (Bain, 1956).

Por otro lado Paredes define barreras de entrada como “La condiciones que impiden o desalientan la entrada a un mercado, a pesar de que las compañías participantes en él obtengan beneficios económicos positivos” (Paredes, 2006).

2.2.2 Tipos de barreras de entrada

Según Bain existen tres tipos diferentes de barreras de entrada (Bain, 1956)

En primer lugar, las barreras que existen cuando la empresa establecida goza de una ventaja de diferenciación de producto sobre los competidores potenciales, debido a la preferencia de los compradores por empresas establecidas así como sus productos en comparación con las empresas nuevas. Esto permite que las empresas establecidas mantengan precios de venta altos, obteniendo márgenes de ingreso sobre los costos al mismo tiempo que los entrantes podrían perder dinero.

El segundo tipo de barreras refleja la “absoluta” superioridad de las empresas establecidas en costos de producción y distribución, permitiendo que dichas empresas pongan precios que los potenciales entrantes no podrían soportar.

El tercer tipo de barreras de entrada ocurre con la existencia de economías de escala, donde los costos de producción disminuyen a medida que el nivel de producción aumenta. Esto obliga al entrante a incorporarse con una gran cantidad de producción, ya que de lo contrario no resulta ser competitivo con las empresas establecidas.

Paredes clasifica las barreras de entrada de una forma distinta (Paredes, 2006). Específicamente considera tres tipos de barreras de entrada; “Barreras Legales”, “Barreras Naturales” y “Barreras estratégicas”.

2.2.2.1 Barreras legales

Las barreras legales tienen su origen en la normativa y corresponden a aquellas con las cuales, por algún cuerpo legal, se impide, o al menos se encarece, la entrada de nuevas empresas en una industria.(Paredes, 2006)

Esto permite que las empresas establecidas puedan mantener precios altos hasta el punto donde los entrantes no tienen la posibilidad económica de entrar.

Específicamente en el mercado de la energía estas corresponden, entre otras, a solicitud de concesiones y servidumbres otorgadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, cumplir con todas las normas ambientales impuestas por la CONAMA para lo cual se debe llevar a cabo un Estudio de Impacto Ambiental y obtención de los derechos de agua otorgados por la Dirección General de Aguas.

Dentro de las entrevistas mencionadas previamente, se pudo observar, que todos los ejecutivos afirmaban que las dificultades en la aprobación ambiental de los proyectos son aplicadas a todos los agentes de la industria, tanto potenciales entrantes como

generadores establecidos. Por otra parte, efectivamente las empresas generadoras mas grandes poseen mayor cantidad de derechos de agua.

2.2.2.2 Barreras naturales

Como barreras naturales se considera a la existencia de menores costos por parte de las empresas establecidas que dependen únicamente de las características específicas de dicho mercado. Esta ventaja competitiva que presentan las generadoras existentes se puede deber a la presencia de sinergias organizacionales como: economías de escala, de ámbito, de densidad y de secuencia.

Las economías de escala existen cuando los costos de producción decrecen a medida que la empresa aumenta su nivel de producción.

Las economías de ámbito existen cuando el costo de producir dos bienes o servicios de forma conjunta es menor a producir los mismos bienes de manera separada.

Las economías de densidad existen cuando el costo unitario de producción de un bien disminuye a medida que aumenta la densidad física de consumidores en una determinada región geográfica.

Las economías de secuencia existen cuando los costos de producir un bien en una compañía verticalmente integrada son menores que cuando se producen en una que no se encuentra verticalmente integrada.

Si cualquiera de este tipo de economías obliga al entrante a cumplir con ciertos requisitos mínimos para entrar, se consideran como barreras de entrada a dicho mercado.

2.2.2.3 Barreras estratégicas

Las barreras estratégicas corresponden a las barreras que las mismas empresas han logrado instaurar mediante acciones estratégicas. Como acciones estratégicas se refiere a las decisiones que modifican el mercado, como son, aumentar la capacidad, desplazar la ubicación de las plantas, diferenciar el producto etc. (Paredes, 2006)

A medida que los entrantes poseen mayor poder de mercado, más difícil resulta la entrada de nuevos integrantes a este. Dentro de las variables más importantes a que los entrantes se ven afectados corresponden al precio y tamaño de mercado, ya que estas determinan sus utilidades futuras. En el caso del mercado eléctrico la decisión de la ubicación de las centrales, el tamaño de estas (potencia) y el nivel de diversificación de la matriz energética de las compañías existentes pueden significar barreras estratégicas debido a las limitaciones que se le imponen a los potenciales entrantes.

Otro aspecto importante de señalar, corresponde a la relación existente entre la irreversibilidad de las inversiones y las supuestas barreras de entrada existentes. En el mercado de la energía, la magnitud de las inversiones es generalmente alta y la posibilidad de vender los activos y salirse del negocio es baja. Debido a esto se puede concluir que el nivel de irreversibilidad en esta industria es bastante elevado, pudiendo corresponder a una barrera de entrada al mercado de la generación.

2.2.3 Comportamiento del establecido ante la amenaza de un potencial entrante.

Habiendo definido los distintos tipos de entrada, cabe mencionar los tres tipos de comportamiento del establecido ante la amenaza de entrada de nuevos agentes, propuestos por Bain (Bain, 1956).

Entrada naturalmente bloqueada: El mercado no es atractivo para el entrante, aunque el establecido actuara como si no existiese la amenaza de entrada de nuevos agentes.

Entrada disuadida: La entrada no esta naturalmente bloqueada, pero el establecido modifica su comportamiento para efectivamente detener la entrada.

Entrada acomodada: En esta situación, siempre resulta más rentable para el establecido permitir la entrada de nuevos agentes.

2.3 Estímulos a la suficiencia en la capacidad instalada de generación

Asegurar la confiabilidad del sistema ha sido un desafío que han enfrentado los mercados eléctricos desde el momento en que fueron creados. En esta línea, tanto académicos (Oren, 2007) como entidades gubernamentales, dentro de las que se encuentra el “National Electric Reliability Council” (NERC), concuerdan en que la confiabilidad de un sistema eléctrico abarca dos conceptos principales; *la seguridad*, la cual describe la habilidad del sistema para resistir perturbaciones (contingencias) y *la suficiencia*, que representa la habilidad del sistema de equilibrar “en todo momento”, la suma de energía generada con los requerimientos de los consumidores.

El concepto de seguridad comprende aspectos operacionales de corto plazo, los cuales se abordan a través de análisis de contingencia y evaluación de estabilidad dinámica del sistema. Para esto existen organismos que se preocupan de los dispositivos de protección, de determinar estándares de operación, de efectuar procedimientos que permitan el despacho controlado y de fiscalizar que se cumplan los requerimientos de los denominados “servicios complementarios”, dentro de los que se encuentran: regulación de voltaje, factor de potencia, etc.

Por otro lado, la suficiencia contempla la capacidad del sistema de abastecer la demanda en una escala de tiempo mayor, basada en la volatilidad e incertidumbre respecto a la demanda, la oferta y los tiempos necesarios para expandir la potencia instalada del sistema. Para solucionar esto, cada país ha determinado su propia metodología regulatoria para encontrar cuales son las variables relevantes a medir y como motivar la inversión necesaria.

Uno de los cambios más importantes que han sufrido los mercados eléctricos a lo

largo de los años, corresponde a la desregulación de éstos, donde se busca promover la libre competencia. Esto ha permitido que nuevas empresas generadoras puedan incorporarse al sistema ayudando a que exista una mayor capacidad instalada, pero también ha dado la libertad a todos quienes conforman el mercado, de decidir si abastecer o no los requerimientos de energía necesarios, en otras palabras, los sistemas han ido cambiando desde “la obligación a servir” a “la obligación a servir a un determinado precio”.

Esto ha llevado a que en muchos mercados eléctricos del mundo, se ha presentado una falta de inversión en capacidad instalada respecto a lo que se podría considerar socialmente óptimo. Las principales razones se encuentran en: *el comportamiento de los consumidores*, a quienes les resulta muy difícil modificar su consumo de manera instantánea con las variaciones de precio, lo que da como resultado precios muy altos, que por su costo político y social, han sido limitados a precios de techo “price caps”, *la disponibilidad y precio de los insumos de generación*, los cuales poseen una alta volatilidad que muchas veces no permite a las compañías generadoras asegurar los estándares de seguridad que los reguladores normalmente requieren y finalmente el *abuso de poder de mercado*, que no permite diferenciar de manera clara si el sistema se encuentra en una situación de escasez inevitable o es resultado de prácticas anticompetitivas por parte de los agentes del mercado.

Es aquí donde nace una importante pregunta que deben responderse las entidades reguladoras que se encuentran detrás de los mercados eléctricos, ¿La suficiencia de capacidad instalada es una protección contra las alzas repentinas de precio o contra la interrupción de carga? Ambas son substitutos, pero la primera se considera como un bien privado, mientras que la segunda es un bien público.

Si la suficiencia de capacidad instalada es considerada como un bien privado, los consumidores hacen sus propios acuerdos mediante competición en el mercado de participantes, considerando las distintas opciones de servicio que poseen. Como se mencionó anteriormente, los consumidores poseen dificultades para modificar sus comportamientos, por lo que los reguladores pueden hacer acuerdos contractuales para proveer protección a aquellos consumidores que se encuentran imposibilitados o no tienen la disposición a hacerlo. Mientras más grande es la responsabilidad del consumidor de manejar la volatilidad que enfrenta, mayores oportunidades existen para una variedad de participantes del mercado de proponer diferentes productos y servicios para satisfacer esa necesidad.

Si la suficiencia de potencia es considerada como un bien público, la intervención que realiza el regulador, exigiendo por ejemplo mínimos en capacidad instalada, no hace otra cosa que mantener gran parte de la estructura de mercado centralizado.

En función de responder a esta interrogante, ya sea tomando uno u otro camino o en algunos casos buscando soluciones intermedias, cabe destacar tres enfoques utilizados para asegurar la suficiencia de los sistemas eléctricos; *Mercados de sólo energía*, *Mercados con pago por capacidad* y *Mercados con requerimientos de planificación de reservas*.

2.3.1 Mercados de sólo energía

En este tipo de mercados las empresas generadoras ofertan sólo precios de la energía, no existiendo remuneración explícita por concepto de potencia, ni tampoco mercados que obliguen a los generadores a tener una determinada capacidad instalada. Esta metodología se observa en mercados eléctricos como los de Australia, Alberta, Nueva Zelanda y recientemente en la ciudad de Texas.

La principal fuente de ingreso para recuperar los costos de inversión en capacidad, es la diferencia entre el precio de despeje del mercado y los costos de operación de las distintas unidades generadoras. Si además existen servicios complementarios, las compañías pueden obtener ingresos adicionales debidos a regulación de voltaje y reserva en giro, mediante contratos de corto y mediano plazo.

En concordancia con lo mencionado anteriormente, este tipo de mercados han presentado un bajo incentivo de entrada de nuevos integrantes al mercado, debido a que estos no siempre logran recuperar sus costos de inversión.

La alta pendiente de las curvas de oferta y las incertidumbres existentes en el mercado, hacen que la rentabilidad de los proyectos sea muy volátil llevando a errores en la determinación de la capacidad óptima.

2.3.2 Mercados con pago por capacidad

En este tipo de sistemas los generadores reciben un pago por cada MW, pero la base del cálculo del pago difiere para los distintos lugares. En Inglaterra, por ejemplo, el pago se encuentra directamente relacionado con el aporte en potencia que el generador está entregando al sistema, debiendo las compañías declarar la disponibilidad de las centrales cada media hora. En cambio, en España, Chile, Argentina y Colombia, el pago por potencia se realiza en base a como la disponibilidad de cada una de las centrales ayuda para abastecer la condición de punta del sistema (se encuentren o no despachadas)

Este enfoque se utiliza en el Reino Unido, España y en un gran número de países de América Latina.

Los pagos por capacidad son realizados por los consumidores de forma prorrateada dependiendo del consumo, de una manera similar a como se realizan los cargos en el mercado de transmisión de energía.

2.3.3 Mercados con requerimientos de planificación de reservas

En este tipo de sistemas las empresas generadoras deben poseer o firmar contratos con otras compañías, por una determinada cantidad de capacidad de reserva sobre su demanda máxima dentro de un determinado período de tiempo.

Esta es una metodología que se ha aplicado en los sistemas del Noreste de Estados Unidos, incluidos el sistema interconectado PJM y el NYPP.

Este mecanismo típicamente se basa en modelos de “probabilidad de pérdida de carga” (LOLP) y en estimaciones del “valor de pérdida de carga” (VOLL). Específicamente se busca que la probabilidad de falla no sea superior a una determinada tasa que el ente regulador estima conveniente. Dichas estimaciones se realizan en base a predicciones, que considerando reservas, mantenciones y fallas, permiten determinar la cantidad de capacidad instalada necesaria para abastecer la demanda futura proyectada con un determinado nivel de confiabilidad.

El objetivo principal de esta metodología es poder establecer una relación entre la capacidad y los precios de la energía en el largo plazo con el fin de que el costo social de la energía no abastecida, como se refleja en los mercados de sólo energía, iguale el costo marginal de la capacidad incrementada.

Dado que este modelo depende de una entidad reguladora que determina las bases para el cálculo, la responsabilidad que recae sobre ésta es muy grande, debido a que pequeños errores en las predicciones pueden entregar señales nefastas al mercado. Por ejemplo, si se sobreestima el costo esperado de la pérdida de carga, se crea una demanda por capacidad sobre-dimensionada dando como resultado altos precios de ésta. Éstos van a provocar una sobre inversión de capacidad que llevará a que se obtengan precios de energía reprimidos y a la vez producción y consumo ineficiente.

Fuera de determinar la cantidad de reserva de potencia de cada generador, la entidad regulatoria será la encargada de fiscalizar que las obligaciones sean realmente cumplidas, ya sea con capacidad propia o con contratos por potencia, además de promover y dar bases claras para que se forme un mercado de capacidad, que permita llevar a cabo las transacciones.

Existen estudios que han comparado estos diversos enfoques (Altamiras, 2002; Moyano, 2002; Oren, 2007), determinando que no existe ningún modelo que sea mejor que los otros para abordar el problema de todos los mercados, sino que se debe estudiar de forma particular cada una de las situaciones. Cada modelo posee ventajas y desventajas, siendo las características de cada mercado las que van a justificar la aplicación de uno u otro.

En esta tesis se utilizó una metodología simplificada de la que actualmente se aplica en Chile, debido principalmente a que la forma como se trata el mercado, considerando energía y potencia de forma separada e independiente, compatibiliza de muy buen modo con la modelación matemática desarrollada.

En el capítulo III se explica como se involucra el pago por potencia en el modelo desarrollado y en el Anexo C se describe el procedimiento de cálculo de potencia de suficiencia utilizado en Chile.

3. El modelo

En esta investigación se formula y desarrolla un modelo que pretende analizar la competencia existente entre los productores de energía en los mercados eléctricos, específicamente en la situación de un mercado eléctrico desregulado. Con dicho modelo se busca observar como se comportan los precios de la energía y el desarrollo de las inversiones, observando en que medida afectan posibles cambios en la estructura del mercado. Además se analiza el impacto que produce en el comportamiento del mercado, el pago a los generadores por su capacidad instalada.

Dentro de todas las decisiones a las que se ven afectadas las empresas generadoras de energía, se destacan principalmente dos, que corresponden a la cantidad de energía que producen y la inversión en nuevos proyectos que permita satisfacer los futuros requerimientos de energía.

En este modelo se asume que las decisiones descritas anteriormente, se encuentran únicamente condicionadas por la maximización de las utilidades. Esto quiere decir que las empresas generan en el corto plazo la cantidad necesaria que les permite maximizar sus utilidades, así como también planifican sus inversiones de modo tal que la futura energía producida les permita obtener los mayores beneficios posibles.

Dado que las decisiones óptimas tanto en generación como en instalación de capacidad se encuentran condicionadas por las decisiones de los demás agentes que conforman el mercado, el modelo presentado a continuación considera que las decisiones de generación e inversión se realizan basándose en el modelo de Cournot, utilizado previamente en diversas investigaciones (Arellano, 2002.; Pineau & Murto, 2003;

Mariano Ventosa et al., 2002). Éste considera que las empresas compiten en cantidades, lo que significa que éstas deciden cuanto producir en función de maximizar sus beneficios y el precio es derivado de la función de demanda. El equilibrio de mercado de Nash-Cournot define un set de datos de salida, el cual los competidores toman como dado, no existiendo la posibilidad de que uno de estos cambie su decisión de manera unilateral.

La descripción detallada del mercado de energía a modelar y el algoritmo de solución se describen a continuación.

3.1 Descripción del mercado a modelar

3.1.1 Oferta

Para el modelo se considera que existen tres tipos de tecnologías en la generación de energía eléctrica. “Centrales hidráulicas”, las cuales generalmente operan en base, “Centrales térmicas de bajo costo”, generalmente conformadas por centrales a carbón que también poseen bajo costo de operación y finalmente las “Centrales térmicas de alto costo”, dentro de las que se encuentran los distintos tipos de centrales diesel, así como también la posible existencia de centrales GNL.

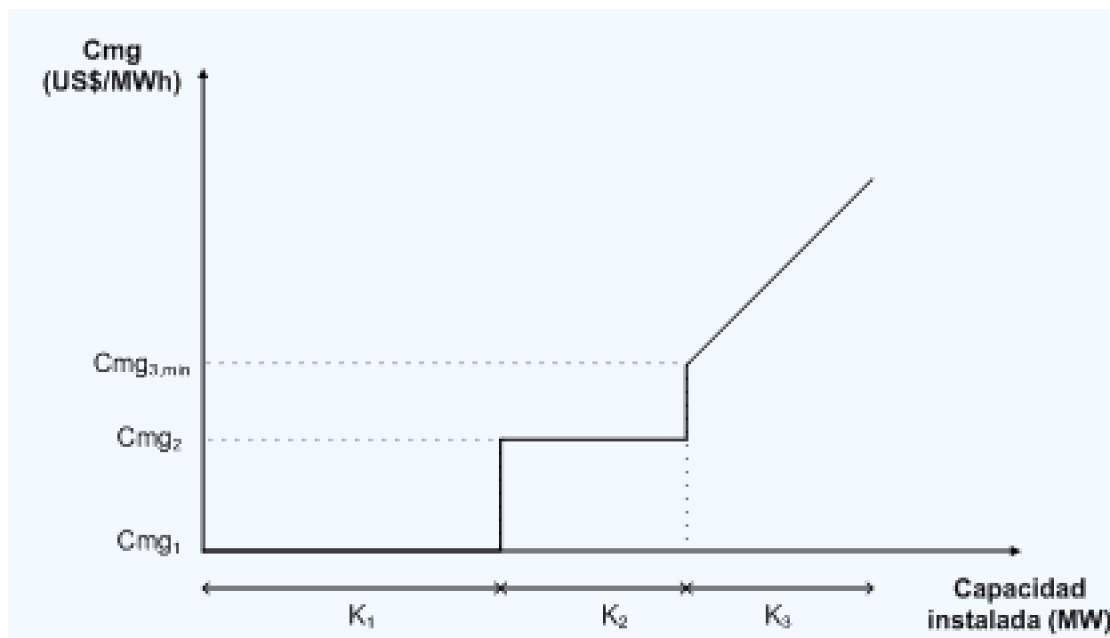


Figura 3-1. Curva de oferta utilizada en el modelo

Tal como se observa en la Figura 3-1, la oferta de electricidad se modela mediante una curva lineal escalonada, la cual representa los tres tipos de tecnologías que se consideran en la modelación. Para los dos primeros tipos de tecnología (denominadas con los números 1 y 2 respectivamente) se considerará que sus costos de operación se

mantienen constantes a medida que aumenta la cantidad de energía generada, pero para las Centrales Térmicas de alto costo, se asume que estas tienen un costo marginal creciente, reflejando diferentes ventajas en tecnología y eficiencia.(Botterud et al., 2005)

3.1.2 Demanda

3.1.2.1 Elección de los bloques

En la representación de la demanda se han considerado dos condiciones de operación del sistema. La primera correspondiente al bloque de demanda base y la segunda correspondiente al bloque de demanda de punta. Cada uno de estos bloques posee una distinta duración a lo largo del año buscando representar de la mejor manera la curva de duración correspondiente del año en cuestión. En el Anexo B “Duración y Potencia Media de los Bloques de Demanda”, se describe la duración y potencia media de cada uno de los bloques considerados para esta investigación, basándose en el Información de Operación diaria del SIC, obtenida en el sitio web del CDEC-SIC (CDEC-SIC, 2007).

3.1.2.2 Elasticidad de la demanda

Se considera que la demanda responde a variaciones en el precio. Respecto a esto, diversos estudios analizan el tema de la elasticidad y han utilizado distintos valores en sus investigaciones. (Arellano, 2002.; Botterud et al., 2005; Montero & Rudnick, 2001; Pineau & Murto, 2003; T. N. Taylor & P. M. Schwarz, 1990).

Para esta investigación se han utilizado valores de elasticidad -1 y -0,5 para los períodos de punta y base respectivamente, basándose en las investigaciones de Taylor & Shwarz y de Pineau (Pineau & Murto, 2003; T. Taylor & P. Schwarz, 1990).

3.1.2.3 Representación lineal de la demanda

La demanda para cada uno de los bloques es representada mediante la siguiente curva de demanda:

$$P_j^t(Q_j^t) = A_j^t - B_j \times Q_j^t \quad (3.1)$$

Tal como se puede observar en la ecuación, el parámetro A_j^t depende del bloque y del período que se está analizando, hecho que permite representar la existencia de un crecimiento de la demanda. Por otra lado, el parámetro B_j depende de la condición de carga del sistema. Ambos parámetros se obtienen de las consideraciones hechas en el punto 3.1.2.1 y 3.1.2.2. La figura 3-2 muestra gráficamente las curvas de demandas modeladas.

condición de carga del sistema. Ambos parámetros se obtienen de las consideraciones hechas en el punto 3.1.2.1 y 3.1.2.2. La figura 3-2 muestra gráficamente las curvas de demandas modeladas.

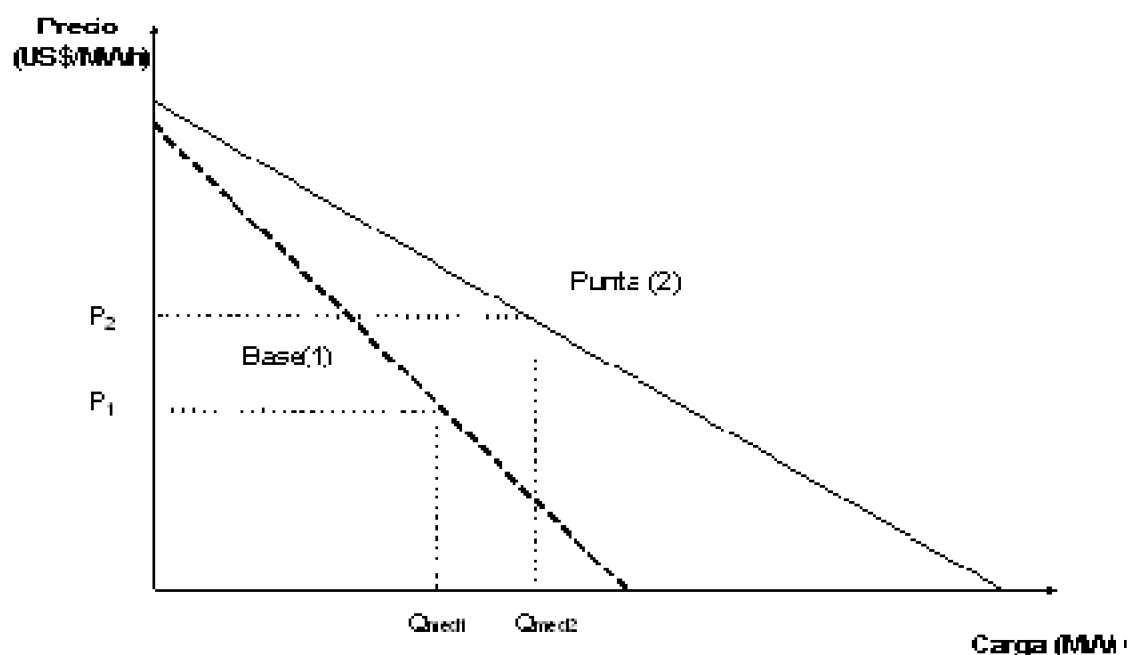


Figura 3-2. Curvas de demanda para las dos condiciones de carga

3.1.3 Equilibrio de mercado

El equilibrio que se observa en la figura, corresponde a la situación de competencia perfecta. Bajo el análisis oligopólico de un mercado descentralizado que se desarrolla en esta tesis, dicho equilibrio no necesariamente se logra, debido a que el ejercicio de poder de mercado puede motivar a las empresas generadoras a producir menos de lo que sería socialmente óptimo.

Pese a lo anterior, se supone que las compañías generadoras ofrecen sus costos marginales, los cuales son de información pública para las demás empresas, pudiéndose así encontrar estrategias óptimas para cada uno de los jugadores ¹.

¹ En este modelo no se considera la posible acción estratégica en la comunicación de los costos pertenecientes a cada una de las compañías generadoras.

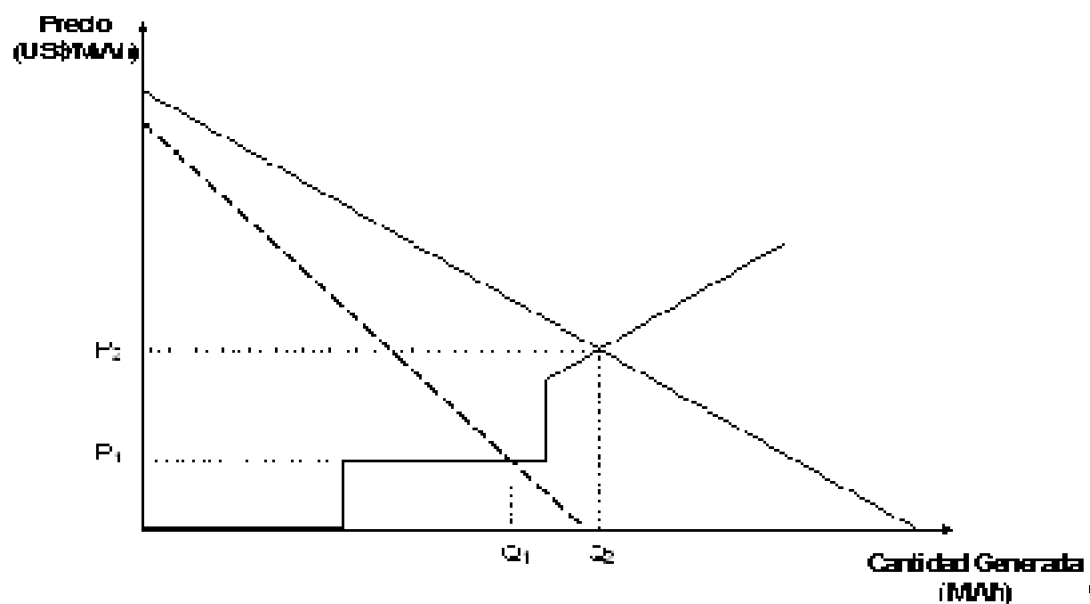


Figura 3-3. Equilibrio de mercado

Como se ve en el ejemplo de la figura ², el equilibrio encontrado para ambas condiciones de demanda, es el resultado de la intersección de la curva de costos marginales con la curva de demanda, pero como se está trabajando con curvas de costos marginales escalonadas, cabe la posibilidad de que se encuentre con situaciones especiales donde la intersección se produzca justo donde la curva de costos cambia desde un escalón a otro.

En la Figura 3-4, se muestra un ejemplo donde sucede esto.

² Cabe destacar que dado que las demandas tanto en el período de base como de punta son constantes, la cantidad generada puede ser expresada tanto en MW como en MWh multiplicando por la duración horaria del bloque.

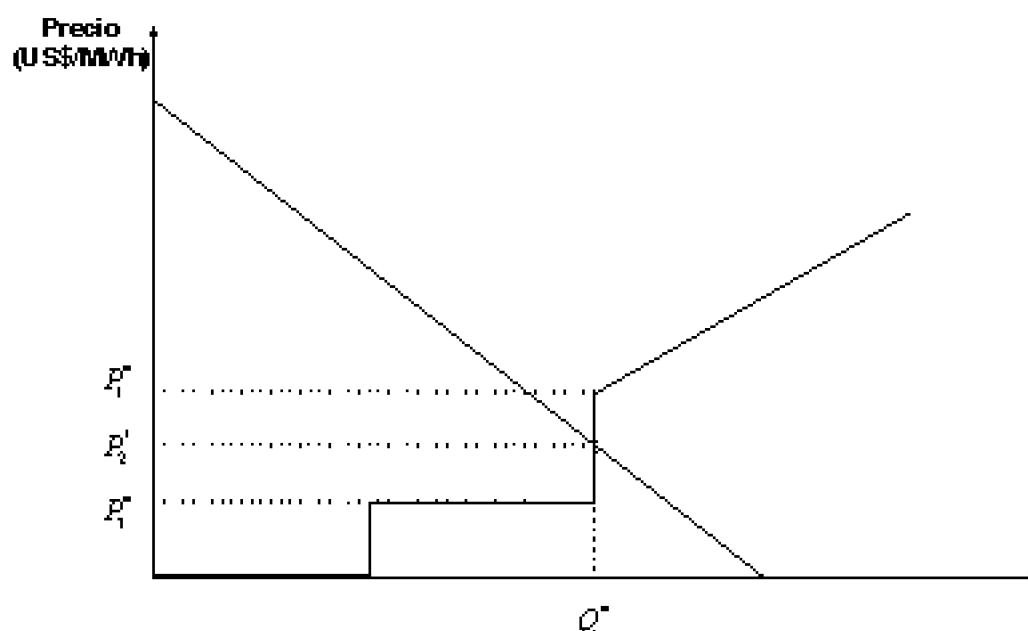


Figura 3-4. Solución particular de equilibrio

Como se observa en la figura existen tres posibles precios que podrían corresponder al precio de equilibrio de mercado.

Un primer lugar, P_1^* correspondería a la situación donde se genera una unidad infinitesimal más por la unidad de generación más cara. En este caso el costo de generar esa unidad con tecnología más cara, es mayor que el precio que está determinado por la función inversa de demanda para esa cantidad de energía generada, por lo tanto a los empresarios generadores (quienes maximizan sus ganancias) no producirían esa unidad más, debido a que para ese precio existiría una sobre oferta.

Por otro lado, P_2' representa el precio de mercado en el caso que no se genera una unidad más con tecnología más cara, pero considerando el caso que existe un centro de despacho que determinara el precio de la energía como resultado del despacho bajo la metodología de lista de oferta. Esto provocaría que los consumidores quisieran consumir más energía que la posiblemente ofertada, provocándose un quiebre de oferta. Como en esta situación se considera que no existe un centro de despacho que determine el precio, sino que éste se encuentra determinado por la disposición a pagar que tienen los consumidores por esa cantidad de energía, esta solución de equilibrio no se encuentra considerada.

En consecuencia la solución que se considera para esta investigación cuando sucede este caso particular, es que el generador produce todo lo posible con la cantidad de potencia que tiene instalada en tecnología barata, dando como resultado que el precio de la energía corresponde al valor que entrega la función inversa de demanda para esta cantidad de energía, la que coincide con P_1' .

Al analizar los resultados que se obtuvieron con el modelo aquí desarrollado, se observó que nunca el modelo entrega soluciones donde se genera energía con unidades más caras cuando el costo de producir con esas unidades sea mayor que el precio en esa condición.

3.1.4 Inversión

3.1.4.1 Costos de inversión

Dependiendo del tipo de tecnología que se instale, los costos de inversión pueden tomar valores muy distintos, debido principalmente a que tanto los equipamientos necesarios como las ubicaciones donde estos pueden ser llevados a cabo poseen características muy distintas. Si a esto se le agrega que la vida útil de los proyectos depende del tipo de tecnología que se instale, es necesario poder buscar una generalización que permita hacer comparable dichos proyectos.

Debido a esto, en esta investigación se considera un costo unitario anualizado para cada una de las tecnologías disponibles, el que depende de tres factores; el costo por kW instalado, la vida útil del proyecto y la tasa de descuento.

Este tipo de metodología para tratar los costos de inversión, es también utilizada por otros autores en sus investigaciones sobre planificación de inversiones en mercados eléctricos (Botterud et al., 2005).

Dado que el pago que se realiza por la inversión es ajustado a valor presente dependiendo del año que se haya realizado la inversión, el valor del costo anual de inversión unitario es constante independiente de cuando se realice dicha inversión.

3.1.4.2 Tiempo necesario de desarrollo de proyectos

El tiempo que toma desarrollar un proyecto de energía eléctrica está directamente relacionado con el tipo de tecnología que se pretenda instalar.

Las centrales térmicas de alto costo, requieren relativamente poco tiempo (entre uno y dos años) debido a que no necesitan de grandes terrenos para desarrollarse y los equipos necesarios son de relativamente fácil instalación.

Para los proyectos de Carbón generalmente se requiere de períodos más largos de desarrollo, debido a que comúnmente se ubican en la costa y se debe construir un puerto que permita el abastecimiento del combustible, además de pasar por procesos de aprobación ambiental más extensos que las centrales térmicas diesel y gas.

Finalmente los proyectos de centrales hidráulicas son los que mayor tiempo de desarrollo requieren, debido a la necesidad de poseer los derechos de agua y en el caso de las centrales de embalse impactar de gran manera el medio-ambiente donde se instalan.

Debido a esto, la modelación de los planes de expansión de las empresas generadoras a estudiar, considera que no se pueden realizar inversiones en centrales térmicas de bajo costo antes de cuatro años así como tampoco se puede desarrollar centrales hidráulicas antes de cinco años.

3.1.4.3 Límite de capacidad hidráulica instalada anualmente

Otro aspecto importante a considerar, se refiere a la cantidad de potencia hidráulica que es posible instalar anualmente. Desarrollar un proyecto de generación hidráulica considera encontrar una hoya hidrográfica apta para la generación de energía así como también se necesita poseer los derechos de agua respectivos. Generalmente este tipo de recursos son limitados, por lo que resulta necesario observar como esta limitación afecta los resultados obtenidos.

Para esta investigación se han efectuado simulaciones considerando la situación donde no existe la limitación descrita anteriormente, así como cuando existe una cantidad determinada de proyectos hidráulicos que se pueden instalar a lo largo del período de estudio. La manera en como se distribuye este recurso depende generalmente de el tamaño de la empresa de generación, debido a que las compañías más grandes han invertido mayor cantidad de dinero en encontrar hoyas hidrográficas aptas así como también se les han sido otorgadas una mayor cantidad de derechos de agua.

Posteriormente se describe de forma detallada la limitación de potencia hidráulica a instalar para cada una de las empresas de generación estudiadas.

3.1.5 Pago por potencia

Este pago se entrega a las generadoras de acuerdo a como cada una de las plantas aporta a la suficiencia de potencia del sistema. Dicho proceso es bastante complejo y ha presentado divergencias entre todos los actores del mercado eléctrico. Para poder conocer de manera extensiva como se lleva a cabo la estimación del cálculo de potencia de suficiencia para las distintas unidades generadoras, en el Anexo C se describe de manera detallada el procedimiento para realizar el cálculo de potencia en el caso de Chile, que es en el cual este estudio se basa para la modelación del pago por potencia.

De manera simplificada el cálculo de potencia resulta de la multiplicación de tres factores que se describen a continuación:

a) Potencia de suficiencia preliminar: Esta corresponde a la potencia instalada de una central menos sus consumos propios y la indisponibilidad de los insumos que utiliza para la generación de energía. En el caso de las centrales térmicas se considera la potencia nominal de la planta menos sus consumos propios, tasa de indisponibilidad forzada y programada, además se pondera por la disponibilidad de los combustibles que ésta requiere para generar energía.

En el caso de las centrales hidráulicas se considera la variable hidrológica tomándose en cuenta los períodos de hidrologías secas.

Dado que el cálculo de potencia de suficiencia preliminar es bastante complejo, en este trabajo, se han considerado aproximaciones dependiendo del tipo de tecnología, específicamente se supuso un valor de 80% de la capacidad nominal para las centrales a carbón, de 90% para las centrales Diesel y de 60% de la capacidad para centrales hidráulicas.

b) Factor de escalamiento de la potencia: Habiendo determinado la potencia de suficiencia preliminar para cada una de las centrales del parque generador, se debe

proceder a determinar cuanto aporta esta capacidad instalada a la suficiencia del sistema. Para esto se realiza la suma de toda la potencia de suficiencia preliminar y se divide por la demanda máxima del sistema, obteniéndose así un factor que debe ser multiplicado por la potencia de suficiencia preliminar de cada una de las unidades generadoras existentes. El resultado de esta multiplicación es el que se conoce como potencia de suficiencia definitiva.

c) Precio de la potencia: Para remunerar cada MW instalado que realmente aporta con la suficiencia del sistema, el ente regulador define un precio. Este precio, multiplicado por toda la potencia de suficiencia definitiva aportada a lo largo del año, permiten determinar cuanto es lo que recibirá la compañía generadora por concepto de pago por potencia.

3.2 Formulación del modelo desarrollado

3.2.1 Estructura del modelo

Tal como se describió al inicio de este capítulo el modelo considera que las decisiones de cada uno de los agentes se basan en el juego oligopólico de Cournot.

Bajo este esquema se debe asumir que cada una de las empresas decide en el mismo momento que lo realizan las demás. Debido a esto, el modelo se formula considerando el problema de optimización de utilidades de cada uno de los agentes de forma simultánea.

Esta metodología de modelamiento del mercado, se basa en la propuesta por Ventosa en sus investigaciones sobre la operación de mercados eléctricos (M Ventosa, Baíllo, & Ramos, 2005; Mariano Ventosa et al., 2002), pero difiere en la optimización que realiza cada una de las empresas generadoras además de agregar una nueva variable de interacción entre los generadores la cual corresponde al pago por potencia.

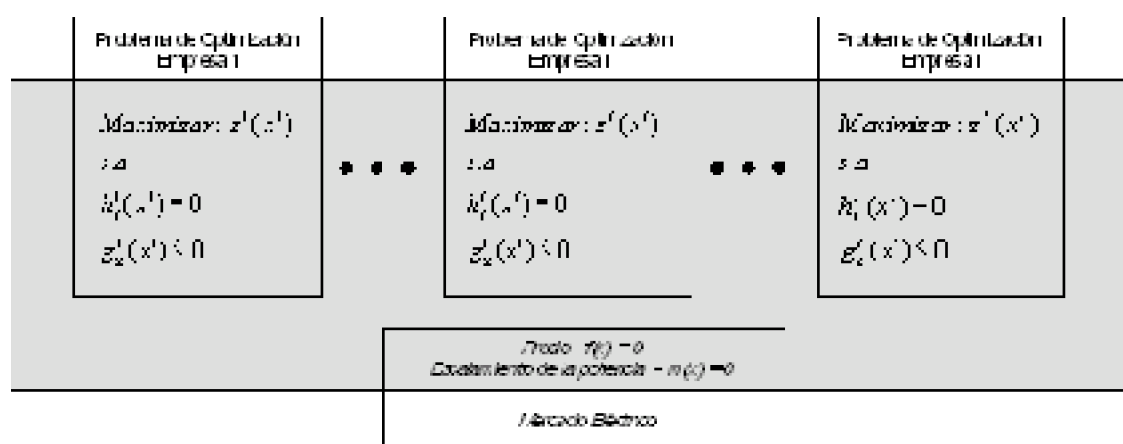


Figura 3-5. Estructura del problema

La variable x mostrada en la Figura 3-5 representa el vector que contiene todas las variables de decisión de cada jugador, es decir la cantidad generada en cada uno de los periodos de la simulación y la inversión en capacidad para los distintos tipos de tecnología a lo largo de los años.

La variable h representa el conjunto de restricciones de igualdad del sistema, que en este problema representan la ecuación de estado de capacidad instalada anual.

Por otro lado la variable g representa las restricciones de desigualdad que limitan la capacidad de generación e instalación de capacidad permitida año a año.

Finalmente las variables que interconectan cada uno de los problemas de optimización corresponden al precio de mercado y el factor de escalamiento de potencia respectivamente.

En primer lugar, la decisión de cantidad generada de cada uno de los agentes forma parte de la generación total del sistema, valor que incorporado en la función inversa de demanda del sistema permite obtener el precio de energía de todo el sistema. Por otro lado, la decisión de inversión en capacidad afecta la cantidad a generar por cada uno de los agentes (dado que limita la cantidad de energía generada), pero también modifica el pago por potencia que recibe cada una de las empresas de acuerdo a lo explicado anteriormente en el capítulo 3.1.5. Mientras más capacidad incorpore un agente, el factor de escalamiento de la potencia disminuye, afectando esto el pago por potencia de cada uno de los integrantes del mercado.

Respecto a las inversiones realizadas por cada una de las empresas, es importante destacar que, bajo la modelación del juego Cournot, se asume que las decisiones de inversión se realizan simultáneamente hecho que obliga a que en este modelo no existan ventajas por parte de un líder quien podría tomar las decisiones de forma anticipada (*"First mover advantage"*).

Dada la estructura del problema de optimización descrito, para cada uno de los agentes se debe plantear el siguiente Lagrangeano:

$$L(x, \lambda, \mu) = f(x) + \sum \lambda_i \cdot h_i(x) + \sum \mu_i \cdot g_i(x) \quad (3.2)$$

Donde λ y μ corresponden a los valores sombra asociados al conjunto de restricciones de h y g respectivamente.

Ahora aplicando las condiciones de optimalidad de Karush-Kuhn Tucker el problema de cada agente se desarrolla de la manera descrita en la Figura 3-6.

Condiciones de optimalidad para la empresa 1		Condiciones de optimalidad para la empresa 2		Condiciones de optimalidad para la empresa 3
$\nabla_{x_1} L(x_1, x_2, x_3, \lambda) = \frac{\partial L}{\partial x_1} = 0$ $\nabla_{\lambda_1} L(x_1, x_2, x_3, \lambda) = \frac{\partial L}{\partial \lambda_1} - b_1 = 0$ $\lambda_1' \cdot x_1 = 0 \quad x_1 \leq 0 \quad \lambda_1' \geq 0$	• • •	$\nabla_{x_2} L(x_1, x_2, x_3, \lambda) = \frac{\partial L}{\partial x_2} = 0$ $\nabla_{\lambda_2} L(x_1, x_2, x_3, \lambda) = \frac{\partial L}{\partial \lambda_2} - b_2 = 0$ $\lambda_2' \cdot x_2 = 0 \quad x_2 \leq 0 \quad \lambda_2' \geq 0$	• • •	$\nabla_{x_3} L(x_1, x_2, x_3, \lambda) = \frac{\partial L}{\partial x_3} = 0$ $\nabla_{\lambda_3} L(x_1, x_2, x_3, \lambda) = \frac{\partial L}{\partial \lambda_3} - b_3 = 0$ $\lambda_3' \cdot x_3 = 0 \quad x_3 \leq 0 \quad \lambda_3' \geq 0$
$\nabla_{\lambda_1} L(x_1, x_2, x_3, \lambda) = 0$ Restricción de la capacidad: $x_1 \leq b_1$				
Agrupación de ecuaciones				

Figura 3-6. Modelo de Cournot representado como un MCP

En la figura 3-6 se observan tres conjuntos de ecuaciones para cada una de las empresas.

El primero corresponde a la cancelación del gradiente del Lagrangeano de la ecuación 7.2 con respecto a las variables de decisión, es decir la cantidad generada y la capacidad instalada.

El segundo conjunto representa la cancelación del gradiente del Lagrangeano con respecto a las variables duales λ_i , resultando las restricciones de igualdad b_i .

Finalmente el tercer conjunto simboliza las condiciones complementarias de holgura del problema asociadas a las restricciones de desigualdad.

La existencia de dichas condiciones complementarias de holgura son las que llevan a tratar el modelo a estudiar como un Problema No-lineal Complementario.

Habiendo desarrollado todos los pasos descritos anteriormente, el modelo de Cournot utilizado en esta investigación, es el resultado de la resolución del problema mixto complementario descrito anteriormente.

3.2.2 Resolución del modelo

Tal como se describió en el capítulo 3.2, el resultado de este modelo se obtiene de resolver el Problema No-Lineal Complementario, que resulta de aplicar las condiciones de optimalidad de Kuhn-Tucker para cada problema de optimización desarrollado para cada una de las empresas.

Este problema, basado en el modelo de Cournot asegura existencia de solución óptima siempre que las funciones de costo, tanto de producción como de inversión sean convexas y las curvas de ingreso sean cóncavas.

Respecto a la unicidad del equilibrio encontrado, la formulación mediante el modelo de Cournot asegura la existencia de una solución única sólo cuando las curvas de costos son estrictamente convexas, condición que no se cumple en el modelo desarrollado en esta tesis, debido a que las curvas de costos estudiadas acá son escalonadas.

Sin embargo se realizaron una serie de simulaciones, comenzando de distintas soluciones factibles distintas, seleccionadas aleatoriamente, las cuales dieron en la totalidad de los casos la misma solución.

Cabe también destacar, que otros autores (Pineau & Murto, 2003), que utilizando la misma estructura de modelación se vieron enfrentados a la misma dificultad, emplearon otras metodologías para encontrar el equilibrio deseado, obteniendo en ambos casos, una solución prácticamente igual.

La formulación del problema como uno MCP, facilita la búsqueda de una solución, debido a que existen algoritmos específicos altamente desarrollados para solucionar este tipo de problemas.

Particularmente para el desarrollo de esta tesis se han considerado dos. El primero, denominado MILES (Rutherford, 1993), desarrollado por la Universidad de Wisconsin y el segundo, denominado PATH (Dirkse & Ferris, 1992),

Ambas herramientas emplean un algoritmo de solución que utiliza una generalización del método de Newton, donde cada uno de los subproblemas son resueltos como un problema lineal complementario usando una extensión del algoritmo de Lemke, el que se basa en una secuencia de pivotes similar a la que se utiliza en el método simplex para programación lineal.

Para poder utilizar dichas herramientas de solución, se debe implementar el modelo en un sistema de modelación compatible.

El sistema utilizado corresponde al GAMS “General Algebraic Modeling System”, el cual utiliza un lenguaje de modelación similar a AMPL, que se encuentra desarrollado específicamente para resolver problemas de programación matemática y optimización.

3.2.3 Representación gráfica del modelo realizado

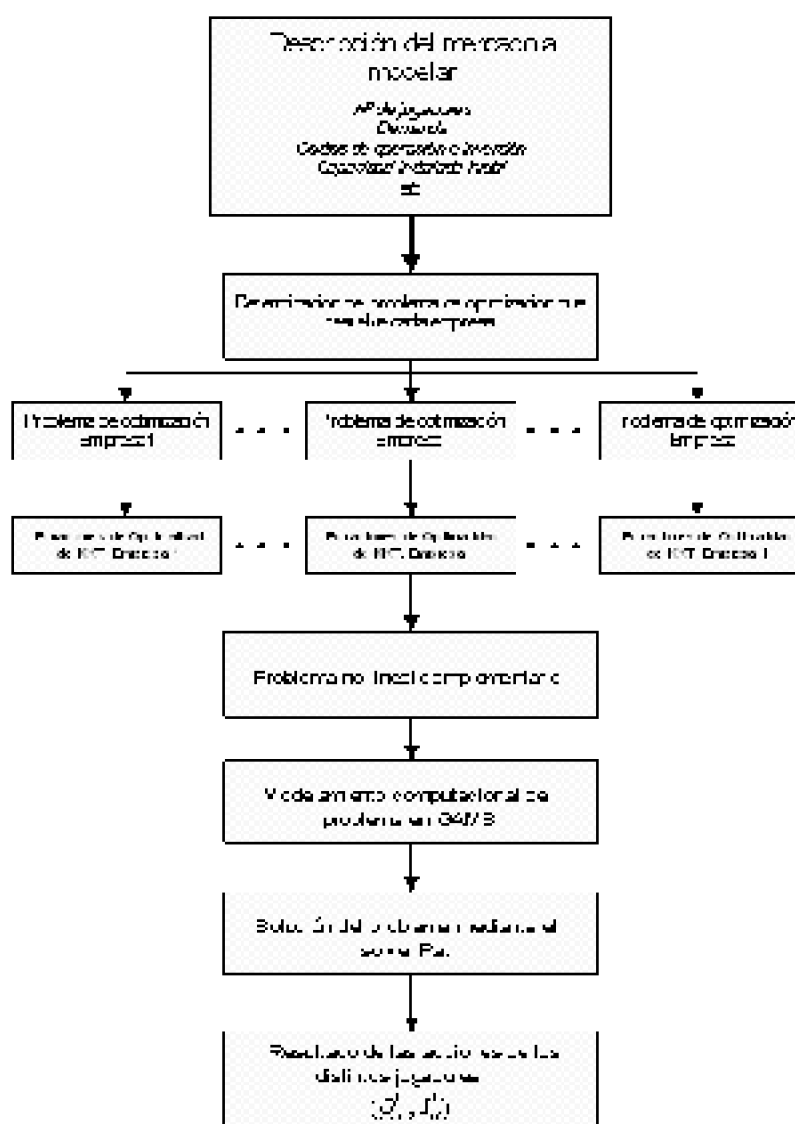


Figura 3-7. Representación gráfica del modelo realizado

3.3 Aplicación del modelo

3.3.1 El problema de optimización de cada compañía generadora

Tomando en consideración el mercado a simular descrito en la sección 3.1 para un horizonte de 10 años, el problema de maximización que debe resolver cada uno de los agentes que conforman el mercado es el siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\{q_{ij}^t, I_i^t\}} \pi_i = & \\ \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \sum_{j=1}^2 (1+r)^{-t} & \left[\left[q_{ij}^t \cdot P_j^t(Q_j^t) - C_{ij} \cdot q_{ij}^t \right] - \sum_{s=1}^{T-t} C h_{i,s} \cdot I_i^s \right] \\ & + \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L (1+r)^{-t} \left[\rho^t(Ksp_i^t, D_{\max}^t) \cdot Pk^t \cdot Ksp_i^t \right] \end{aligned} \quad (3.3)$$

donde,	
$i = 1, \dots, n$	compañía generadora
$l = 1, \dots, L$	tecnología (hidráulico, carbón, diesel)
$j = 1, 2$	periodo de demanda ($j = 1$ no punta, $j = 2$ punta)
h_j	número de horas en el año para cada periodo de carga ($h_1 = 3898, h_2 = 1862$)
$t = 1, \dots, T$	periodo de la simulación
r	tasade descuento
K_{ij}^t	capacidad instalada del jugador i en unidades de tecnología l en el periodo t (MW)
I_i^t	nueva inversión en capacidad del jugador i en unidades de tecnología l en el periodo t
$C h_{i,t}$	costo unitario de la capacidad instalada en unidades de tecnología l (MUS / kW)
$\rho^t(Ksp_i^t, D_{\max}^t)$	factor de escalamiento de la potencia en el periodo t
Ksp_i^t	potencia de suficiencia preliminar instalada por el jugador i en tecnología l en el periodo t
$D_{\max}^t$	demanda máxima en el periodo t
Pk^t	precio anual por capacidad de suficiencia en el periodo t (US\$)
q_{ij}^t	generación anual del jugador i en unidades de tecnología l para la condición de carga j en el periodo t (MWh)
$Q_j^t = \sum_i q_{ij}^t$	generación total anual en el periodo t para la condición de carga j (MWh)
C_{ij}	costo de operación del jugador i en tecnología tipo l (US\$ / MWh)
$P_j^t(Q_j^t)$	función inversa de demanda para la condición de carga j en el periodo t (US\$ / MWh)

El problema de optimización aquí descrito, consta de dos elementos:

El primero, corresponde al margen operacional por concepto de venta de energía, valor que es el resultado de la cantidad de energía vendida por el precio de ésta, menos los costos que significa producir dicha energía.

El segundo término corresponde al pago por potencia. Tal como se describió en la sección 3.1.5, el pago por potencia resulta de la multiplicación de tres variables.

La variable $\rho^t(Ksp_i^t, D_{\max}^t)$ corresponde al factor de escalamiento de la potencia y su ecuación matemática es la siguiente:

$$\rho^t(Ksp_i^t, D_{\max}^t) = \left[\frac{D_{\max}^t}{\sum_{i=1}^n \sum_{l=1}^L Ksp_i^t} \right] \quad (3.4)$$

A medida que dicho valor es más cercano a uno significa que existe una menor reserva de potencia, reflejando que el sistema se encuentre más “ajustado”.

La segunda variable Kp_t^1 , representa la potencia de suficiencia preliminar y se describe mediante la siguiente ecuación

$$Kp_t^1 = K_t^1 \cdot f \quad (3.5)$$

Donde f corresponde al ponderador de la potencia instalada. En el Anexo D se pueden observar los distintos valores utilizados para cada uno de los tipos de tecnología.

Finalmente la variable R_t^1 , representa el precio a la que se remunera cada MWV instalado de potencia

Respecto a las restricciones, la primera corresponde a una ecuación de estado, donde se determina que la capacidad instalada de un jugador en un tipo de tecnología en un período determinado, es igual a la suma de la capacidad instalada del período anterior más lo que se invirtió en capacidad en ese período.

La segunda restricción limita la cantidad generada anual de un jugador en un determinado tipo de tecnología. Específicamente determina que la cantidad de energía generada por un jugador en un mismo tipo de tecnología en un determinado bloque de demanda, no puede ser superior que la multiplicación de la cantidad de potencia instalada en ese tipo de tecnología, por el factor de planta de esa tecnología y por la cantidad de horas que dura dicho bloque de demanda.

La tercera restricción limita la cantidad de potencia hidráulica que se puede instalar a lo largo del horizonte de estudio.

La cuarta restricción corresponde a la condición necesaria de no negatividad de las variables.

3.3.2 Intertemporalidad de las decisiones

Como se mencionó anteriormente, este problema de optimización considera las decisiones para distintos períodos. Este hecho se representa en la función objetivo mediante la suma de los ingresos año a año ponderados por una tasa de descuento que, por simplicidad, se considera exactamente igual para todos los agentes del mercado.

Esta metodología permite representar las decisiones de una misma empresa a lo largo del horizonte de estudio en una misma función, ya que el problema aquí modelado asume que las empresas pueden prever de manera perfecta el futuro. Esto significa que las compañías deciden al comienzo de la simulación todas las acciones que tomarán a lo largo de todos los años, no existiendo la posibilidad de que alguna de estas modifique posteriormente su actuar, de manera unilateral.

Este tipo de modelos son conocidos como ciclo abierto (“Open Loop”), debido a que no se realimentan con el paso del tiempo, sino que todas las decisiones se toman de

manera simultánea al comienzo del horizonte de estudio.

4 Limitaciones del modelo

4.1 Variabilidad hidrológica y regulación hidráulica intertemporal

El modelo aquí desarrollado no considera la variabilidad hidrológica existente. Debido a esto las centrales hidráulicas son consideradas como centrales de pasada, las cuales tienen una cantidad de energía generable anual constante, determinada por la multiplicación de la capacidad instalada por un factor de disponibilidad y por la cantidad de horas de cada condición de carga.

Este supuesto no permite que exista regulación intertemporal, lo que quiere decir que la energía que no es generada durante un año se pierde.

Al asumir que no existe variabilidad hidrológica no se considera la posibilidad que existan años muy secos donde este tipo de centrales generen una cantidad muy baja de energía, o bien que existan años muy húmedos donde se pueda embalsar una cantidad de agua suficiente que permita generar más los años posteriores.

Ambas situaciones sesgan la solución encontrada, pero la dificultad que significa aplicar modelos de programación dinámica estocástica a este modelo de competencia oligopolística posee un costo computacional que justifica la utilización de estas limitantes.

4.2 Costos de inversión constantes

Pese a que se ha estudiado que en los proyectos de generación con tamaños de planta superiores a 100 MW no existen economías de escala (Pineau & Murto, 2003), cabe destacar que desarrollar proyectos de pequeña magnitud (por ejemplo: 5 MW) resultan ser más costosos, debido entre otras cosas, a la dificultad de adquirir equipos de esas magnitudes, además de la necesidad de incurrir en altos costos de líneas de transmisión que generalmente superan las capacidades que estos generadores requieren.

Es por esto que en la modelación que se realiza en esta tesis, se intentó utilizar una curva de costo de inversión que considera muy altos costos para los proyectos de magnitud pequeños, y que se estabilizara a medida que la capacidad instalada aumenta.

El problema que surge con esta metodología para modelar el costo de inversión, es que la curva de costo resulta ser cóncava, lo que no permite que se encuentre el equilibrio, hecho que fue comprobado al realizar varias corridas en el solver obteniendo en todas como resultado problemas infactibles.

Al utilizar curvas de costo de inversión constantes, dio como resultado que en algunas ocasiones existan inversiones en centrales de pequeña magnitud, que no necesariamente reflejan la realidad. Sin embargo, el restringir el problema a inversiones con una determinada capacidad mínima de instalación, obliga en todos los casos a invertir como mínimo esa capacidad, alterando la situación competitiva que se pretende analizar en este trabajo.

Por otro lado al permitir que las inversiones puedan ser cero pero que el límite inferior de capacidad de instalación sea un determinado valor, modifican la estructura del problema modelado, el cual lo convierten en un problema de programación entera, que no puede ser solucionado bajo las herramientas y condiciones que se utilizan en esta tesis.

4.3 Horizonte de planificación

En esta investigación se consideró un horizonte de planificación de 10 años, el cual permite observar inversiones en todos los tipos de tecnologías aquí consideradas, pero que no necesariamente representa a cabalidad el horizonte de estudio con el cual las empresas desarrollan la planificación de sus inversiones.

Se sabe que los distintos tipos de centrales poseen vidas útiles diferentes y muy superiores a los 10 años considerados acá. Al considerar el costo anual equivalente y ajustarlo de acuerdo a la fecha donde se realiza la inversión, se puede independizarse del tiempo restante de la central.

Siendo rigurosos se debiese modelar un período mucho mas extenso, donde se

pueda también observar el tiempo de término de algunas centrales, pero esto complica extremadamente la modelación del problema y nubla los análisis que aquí se realizan.

4.4 Contratos por venta de energía

Tal como se mencionó en el capítulo anterior, en este modelo los integrantes deciden cuanto y cuando invertir, para lo cual existe una determinada función inversa de demanda la cual representa toda la energía consumida del sistema.

Esta modelación no refleja posibles contratos que pudiesen existir entre las empresas y los consumidores ya que alteran la curva de demanda y con esto la estructura del mercado modelado.

4.5 Estocasticidad de la demanda

Al representar la demanda por bloques se asume que existe una demanda media a largo de todo ese período, no reflejándose los posibles cambios que existen día a día en el consumo. Bajo este supuesto resulta imposible poder determinar situaciones de racionamiento y apagones que permitiesen analizar el efecto de poseer la suficiente potencia. Pese a esto se puede prever que en situaciones donde el sistema se encuentra más ajustado existe una mayor probabilidad de sufrir cortes, los cuales significarían un alto costo.

Otro supuesto aquí realizado, corresponde al crecimiento de la demanda. En este estudio se considera que ésta crece a una tasa constante de 6,5%, que no necesariamente representa la realidad, dado que situaciones especiales en el país pueden modificar en forma importante dicho valor.

Esto puede sesgar el resultado esperado ya que la posibilidad que la demanda varíe su tasa de crecimiento a lo largo de los años puede motivar a las empresas a sub o sobre-invertir en capacidad.

Al analizar la investigación de Murto (Pineau & Murto, 2003), se puede observar que el análisis de la demanda como variable estocástica, afecta a la solución del problema, disminuyendo la inversión en los casos cuyo crecimiento es menor, pero en el resultado final del estudio prácticamente no se observan cambios en el instante de tiempo en el que las inversiones se realizan.

5 Casos de estudio

5.1 Consideraciones generales

Con la finalidad de poder observar el efecto que tienen en el nivel de competitividad el pago por potencia y las asimetrías en las posibilidades de inversión, se realizará pruebas que permitan analizar las diferencias existentes entre distintas configuraciones del mercado a estudiar.

De modo global se consideran dos escenarios, el primero donde no existe restricción en la instalación de centrales hidráulicas, lo que significa que cada una de las compañías generadoras puede invertir todo lo que considere necesario, sin verse sus decisiones afectadas por algún tipo de limitación en la cantidad de potencia que instalan a lo largo de los años.

El segundo escenario considera que existe una restricción respecto a la cantidad de capacidad que puede instalar una empresa generadora en proyectos hidráulicos a lo largo del período de estudio. Debido a la diferencia de magnitud de las distintas empresas, dicha limitación no es igual para todos, dado que las compañías más grandes han desarrollado mayor inversión en la búsqueda de hoyas hidrográficas aptas para la generación con tecnología hidráulica, así como también han obtenido una mayor cantidad de derechos de agua.

Para cada uno de los escenarios descritos anteriormente se estudian seis situaciones distintas. En la primera, no existen barreras ni físicas ni legales para la entrada de un nuevo integrante al mercado de la generación de energía. Los dos casos siguientes analizan el efecto que provocan diferencias por parte de los establecidos en los costos de operación y de inversión.

Posteriormente se estudia el efecto de imposibilitar la inversión del entrante en proyectos hidráulicos, así como también analizar el efecto que provoca el bloquear totalmente la entrada de un nuevo competidor al mercado.

Finalmente se desarrolla nuevamente el primer caso, pero modificando los valores de la elasticidad de los consumidores, tanto en el período fuera de punta como en el de punta.

Para cada una de las situaciones descritas, se considerará tanto el caso donde existe pago por potencia como el caso donde dicho pago no se aplica.

Para todos los casos, se considera la existencia de tres agentes que poseen gran parte de la capacidad instalada en el sistema, más un grupo de pequeños agentes denominados como “Empresa D”. Los tres primeros pueden actuar estratégicamente, determinando cuanto invertirán a lo largo de los años, en cambio la empresa D no posee la posibilidad de invertir en nuevos proyectos.

El potencial entrante corresponde a la empresa denominada “E”, cuyas características dependen de cada situación a estudiar.

Respecto a la limitación de potencia, se ha considerado que la empresa más grande, la empresa A puede desarrollar proyectos hidráulicos con un máximo de 3000 MW a lo largo del horizonte de estudio. Las empresas B y C, de tamaños considerablemente menor que la empresa A, pueden instalar como máximo 1000 y 500 MW respectivamente. Finalmente el entrante, puede realizar inversiones en proyectos hidráulicos con un máximo de 300 MW.

Dicho valores han sido supuestos basándose en la situación actual del principal mercado chileno, considerando la capacidad de potencia instalada en centrales hidráulicas que poseen actualmente las distintas compañías, los potenciales recursos hídricos del país y también las proyecciones de inversión en proyectos hidráulicos de pequeñas empresas emergentes en el mercado.

5.2 Caso I. Mercado abierto a la incorporación de una nueva compañía generadora

5.2.1 Definición del caso

En este caso se consideran cuatro agentes existentes y un potencial entrante. Dentro de

ellos se destaca uno, el cual posee una gran cantidad de capacidad instalada en hidroelectricidad. De los agentes restantes, dos poseen una diversificada matriz de producción, pero muy inferior en capacidad respecto de la primera compañía. El último agente existente, corresponde a la agrupación de pequeñas compañías denominada como empresa D, las cuales no realizan inversiones estratégicas a lo largo del horizonte de estudio.

Todos los agentes, incluido el potencial entrante, poseen los mismos costos de operación y de inversión.

5.2.2 Datos de entrada

5.2.2.1 Capacidad inicial instalada

Tal como se mencionó, existe una gran compañía que posee casi el 80% de la capacidad instalada del sistema. En la Tabla 5-1 se observa las capacidades de generación inicial para cada uno de las empresas analizadas ³.

5.2.2.2 Costos de inversión por tipo de tecnología

En la Tabla 5-2 se presentan los costos de inversión considerados para los análisis.

Tecnología	Inversión [MMUS\$/MW]
Hidráulicas	1.5
Carbón	1.5
Diesel	0.5

Tabla 5-2. Costos de inversión

Es importante mencionar que para este caso se consideran los costos de inversión iguales para todos los jugadores.

5.2.2.3 Costos de operación por tipo de tecnología

Tal como se mencionó anteriormente en el capítulo 3.1.1 los costos de operación considerados corresponden a valores constantes tanto para las centrales a carbón como para las centrales hidráulicas. Dichos costos se observan en la Tabla 5-3.

³ Dichas capacidades se basan en la distribución de la capacidad actual del Sistema Interconectado Central de Chile al año 2007.

Tecnología	Cmg [US\$/MWh]
Hidráulicas	0
Carbón	40

Tabla 5-3. Costos de Operación

Para las centrales térmicas de alto costo, por simplicidad denominadas en este estudio “centrales diesel”, se ha considerado una curva de costo marginal lineal.

En la construcción de dicha curva de costo, se ha supuesto que el costo marginal de operación es mayor a medida que aumenta la cantidad de energía generada, debido a que la mayor cantidad de producción es satisfecha por unidades térmicas más caras.

Basándose en los datos del SIC, se supone que el primer tramo de producción se satisface por centrales GNL, a continuación por centrales ciclo combinado de mayor costo de operación, como lo es la central San Isidro de Endesa, posteriormente por centrales diesel como Los Vientos de AesGener, y finalmente por centrales con un costo marginal cercano a los 200 US\$/MWh como es el caso de la central Candelaria de la compañía generadora Colbún.

Con esto la curva de costo marginal de las centrales diesel es la siguiente:

$$Cmg = 0.075 * Q + 80 \quad (5.1)$$

Gráficamente:

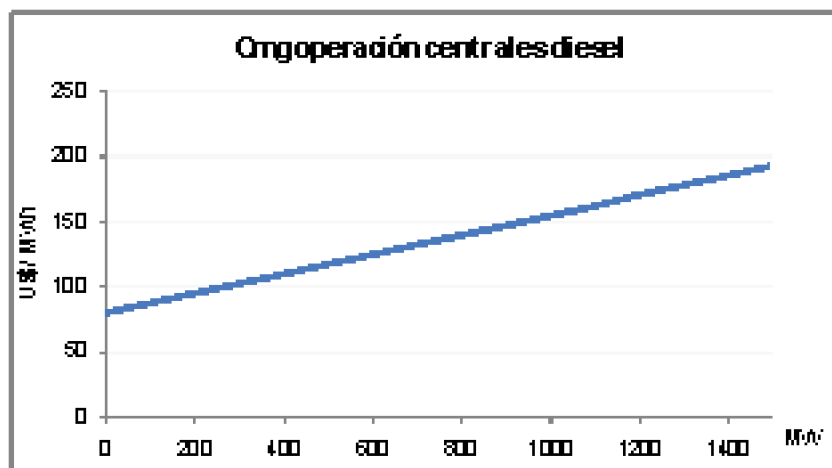


Figura 5-1. Cmg operación centrales diesel.

Nuevamente se debe aclarar que debido a que en este problema se consideran demandas constantes para cada uno de los bloques, la cantidad de energía generada puede ser expresada tanto en MW como en MWh multiplicando por la duración horaria del bloque.

5.2.2.4 Crecimiento de la demanda

Se asume un crecimiento de un 6.5% anual

5.2.2.5 Tasa de descuento

Se considera una tasa de descuento de un 12%.

5.3 Caso II. Mercado abierto a la competencia pero con existencia de desigualdades en los costos de operación

5.3.1 Definición del caso

Este caso se asemeja al Caso I, pero posee la diferencia que las empresas A, B y C poseen ventajas respecto del potencial entrante en los costos de operación para las distintas tecnologías.

5.3.2 Datos de entrada

Corresponden a los mismos datos del Caso I sección 5.2.2, con la diferencia que los costos de operación considerados para las empresas A, B y C son un 20% menor para las centrales de carbón y diesel.

5.4 Caso III. Mercado abierto a la competencia pero con existencia de desigualdades en los costos de inversión

5.4.1 Definición del caso

Este caso también es muy similar al Caso I, pero posee la diferencia que las empresas A, B y C poseen ventajas en los costos de inversión para las distintas tecnologías.

5.4.2 Datos de entrada

Corresponden a los mismos datos del Caso I sección 5.2.2, con la diferencia que los costos de inversión considerados para las empresas A, B y C son un 20% menor para todos los tipos de centrales.

5.5 Caso IV. Mercado con la entrada en proyectos hidráulicos bloqueada

5.5.1 Definición del caso

Este caso considera los mismos agentes del Caso I, pero con la diferencia que en esta situación el entrante no posee la posibilidad de invertir en proyectos hidráulicos. Esta situación se puede deber, entre otras cosas, a la difícil adquisición de los derechos de agua para poder desarrollar los proyectos.

En este caso todos los agentes incluido el potencial entrante, poseen tanto los mismos costos de operación como de inversión.

5.5.2 Datos de entrada

Corresponden a los mismos datos del Caso I sección 5.2.2, pero no existe la posibilidad de que el potencial entrante invierta en proyectos hidráulicos.

5.6 Caso V. Mercado sin la existencia de un potencial entrante

5.6.1 Definición del caso

En este caso se estudia la situación donde no existe la posibilidad de que nuevos actores se incorporen al mercado, quedando sólo los cuatro agentes existentes descritos en el caso I.

5.6.2 Datos de entrada

Corresponden a los mismos datos del Caso I sección 5.2.2, pero no existe la posibilidad de que el entrante invierta en ningún tipo de tecnología.

5.7 Caso VI. Mercado abierto a la entrada considerando curvas de demanda más elásticas

5.7.1 Definición del caso

En este caso se estudia que modificaciones sufre el mercado simulado cuando se consideran curvas de demanda más elásticas.

5.7.2 Datos de entrada

Corresponden a los mismos datos del Caso I sección 5.2.2, pero se considera una elasticidad de la demanda de 0,7 para el período fuera de punta y de 1,2 para el período de punta.

6 Resultados

Los resultados descritos a continuación se dividen principalmente en dos, en primer lugar los obtenidos bajo la situación donde no existe limitación de capacidad instalada en generación hidráulica y el segundo caso donde existe la restricción de inversión en ésta tecnología.

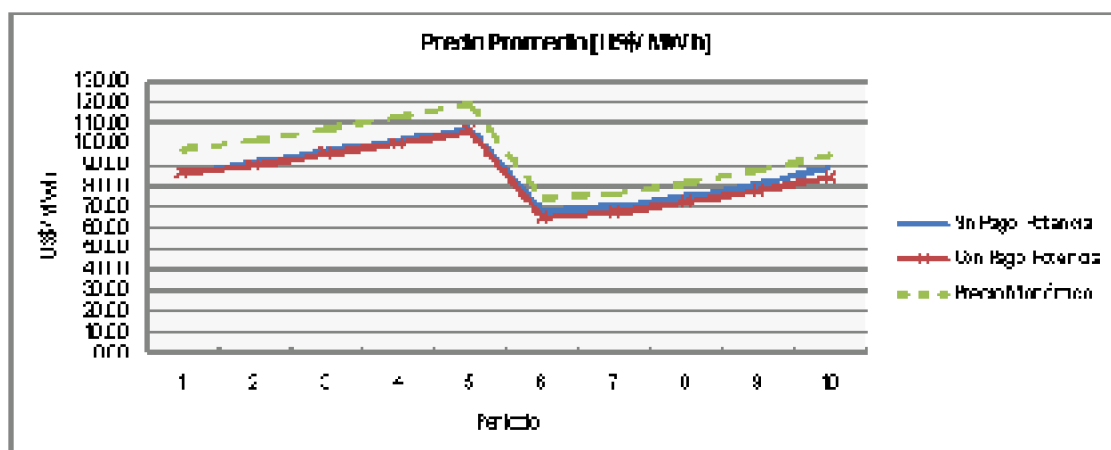
Para cada uno de los escenarios descritos, se señala de manera específica los resultados obtenidos para el Caso Base (Caso I) y de manera general las diferencias entre cada uno de los casos desarrollados.

6.1 Sin Limitación de Inversión

6.1.1 Caso Base

6.1.1.1 Precio

En la Figura 6-1 se describe el comportamiento de los precios a lo largo del horizonte de estudio.



La línea continua representa el precio de la energía para la situación donde no se remunera la potencia. Por otro lado, la línea con cruces describe los precios de la energía en el caso donde se remunera la potencia. Ambos precios corresponden al promedio ponderado del precio de la energía para cada uno de los bloques de demanda.

La línea entrecortada corresponde al precio monómico, el cual incorpora tanto el precio por la energía como por la potencia.

El cálculo de este precio se realiza sumando al valor de la energía, el equivalente por MWh de toda la cantidad de dinero que se remunera por potencia. Esto quiere decir que el valor agregado por MWh al precio de la energía, corresponde a todo el dinero gastado en pagar la potencia dividido por la cantidad de energía anual consumida durante el año.

En esta investigación el valor agregado a causa del pago por potencia se encuentra en la mayoría de los casos entre 9 y 12 US\$/MWh.

La incorporación del ingreso por potencia afecta levemente los primeros años, debido a que sólo el entrante realiza inversiones en tecnología Diesel (tecnología de menor tiempo de desarrollo) hecho que afecta de menor medida, dado que se genera una pequeña cantidad de energía con estas nuevas unidades. Donde sí se observa un fuerte impacto en el nivel de precios ocurre con la entrada de mayor cantidad de proyectos Hidroeléctricos. Específicamente el pago por potencia motiva una mayor inversión que conlleva a que los agentes generen una mayor cantidad de energía, disminuyendo con esto el precio.

Ahora bien, pese a que el valor por MWh del pago de potencia ronda los 11 US\$/MWh, no necesariamente implica que el abastecimiento de electricidad aumenta su precio en esa misma cantidad, debido a que el pago por potencia motiva una mayor inversión que conlleva menores precios. Es por esto que el costo real por MWh asociado al pago por potencia debe considerarse como el diferencial entre el precio monómico y el precio de la energía cuando no se remunera la potencia.

El valor de esta diferencia es de aproximadamente 11 US\$/MWh los primeros años, debido a que como se mencionó, no existe un aumento importante en la cantidad de energía generada durante estos años, pero cuando se incorporan los proyectos hidroeléctricos, existe una baja mayor del precio de la energía la cual disminuye la diferencia entre el precio monómico y el precio de la energía para la situación donde no

se remunera la potencia.

De estos resultados se concluye que el pago por potencia finalmente aumenta entre un 8 y un 10% el precio del abastecimiento de energía eléctrica, pero la potencia instalada del sistema aumenta dando una mayor seguridad de servicio.

Tal como se mencionó en el Capítulo 4.5, este estudio no permite analizar que es lo que sucede ante situaciones de demanda máxima volátil, sino que se encuentra dimensionado para abastecer la condición de demanda media. Sin embargo resulta evidente que un sistema que se encuentra menos ajustado, en lo que a capacidad instalada se refiere, posee un menor riesgo de situaciones de racionamientos y apagones, hechos que significan un altísimo costo para la sociedad.

6.1.1.2 Cantidad de energía generada anual

Como se observa en la Figura 6-2, existe una gran diferencia entre la cantidad producida por la Empresa A y todas las demás compañías. Esto se debe a la capacidad instalada inicial que posee la compañía A en centrales hidráulicas.

Respecto de las otras compañías se observa una tendencia a generar similar cantidad de energía, pero nunca alcanzando los altos niveles que presenta la Empresa A, quien sobrepasa el 50% de la capacidad total inicial del sistema.

En la Figura 6-2 se observa como el entrante se incorpora al mercado para la situación donde no se remunera la potencia. Específicamente este comienza a generar levemente con unidades diesel en los primeros años y posteriormente aumenta su generación con unidades hidráulicas en el período 6 y con el pasar del tiempo invierte lo suficiente para producir de forma semejante con la Empresa C. Debido a la producción de estos tres agentes, la energía generada por la empresa A disminuye levemente, pero el total de energía generada aumenta.

Ahora si se mira la Figura 6-3, situación donde se remunera la potencia, se observa que el entrante comienza a generar en el período dos mediante la utilización de centrales diesel.

Finalmente se puede ver que la empresa D, correspondiente al conglomerado de pequeñas generadoras, ven disminuida su generación durante el período que se invierte más en centrales hidráulicas, pero posteriormente retoma la cantidad de energía generada.

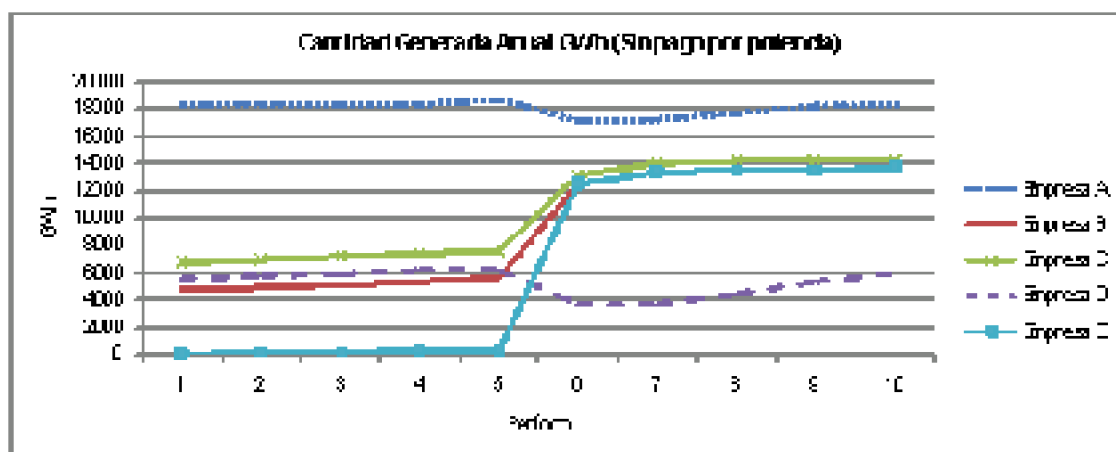


Figura 6-2. Cantidad de energía [GWh] Caso I (Sin Pago por Potencia)

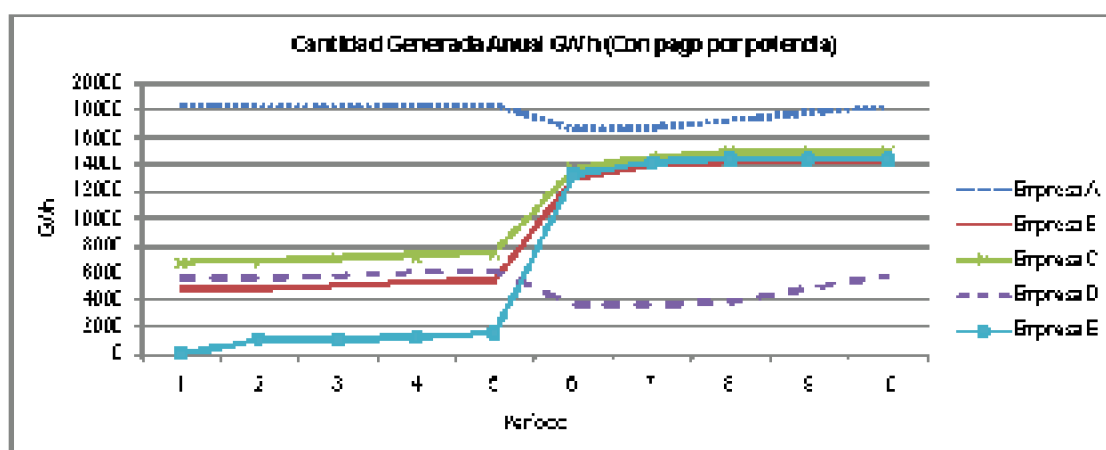


Figura 6-3. Cantidad de energía [GWh] Caso I (Con Pago por Potencia)

6.1.1.3 Capacidad instalada

Al comparar la situación donde se remunera la potencia con la cual donde no se realiza dicha práctica, se puede observar que se genera una mayor inversión, causa de los efectos en el precio y cantidad generada mencionados previamente.

En la Figura 6-4 se observa claramente como el pago por potencia aumenta aproximadamente en un 5% la capacidad instalada al final del horizonte de estudio, respecto de la situación donde no se remunera la potencia.

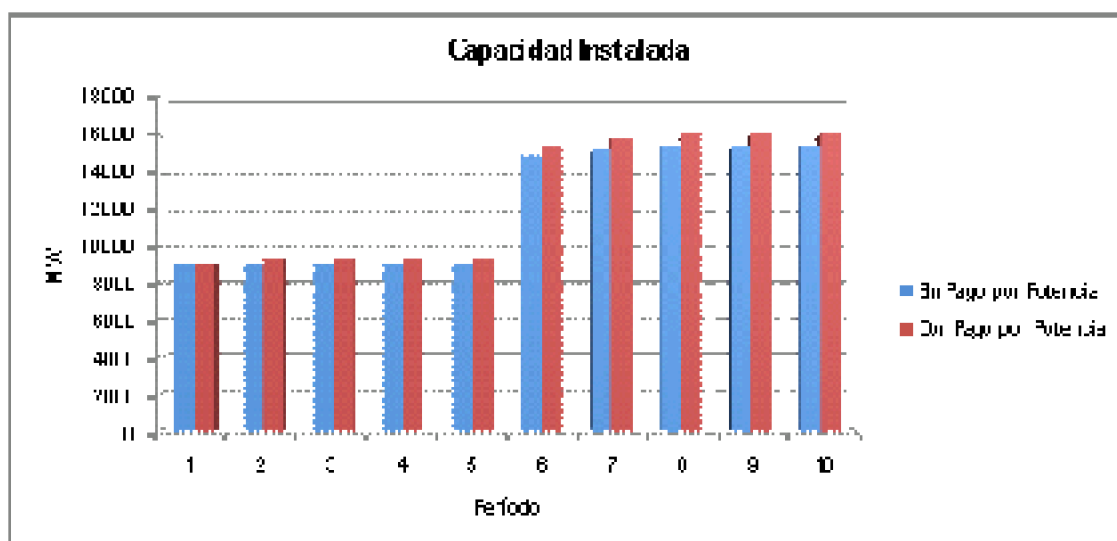


Figura 6-4. Capacidad instalada total (Caso I)

6.1.1.4 Capacidad Instalada Entrante

Dadas las condiciones de mercado modeladas en este estudio, se observa que el entrante efectivamente se incorpora al mercado. En la situación donde no se remunera la potencia (Figura 6-5), su expansión se realiza principalmente en Centrales Hidráulicas, en cambio para el escenario donde si se remunera la potencia instalada (Figura 6-6), las centrales Diesel se vuelven atractivas para este jugador, formando parte de su plan de expansión.

Si se compara ambos casos, se observa como el pago por potencia motiva mayormente la entrada del nuevo agente, ya que este no sólo invierte más en tecnología Diesel, sino que también instala una mayor cantidad de potencia en los otros tipos de tecnología. Esto da como resultado que la capacidad instalada total del entrante al final del período sea aproximadamente de un 15 % mayor comparada con la situación donde no se remunera la potencia.

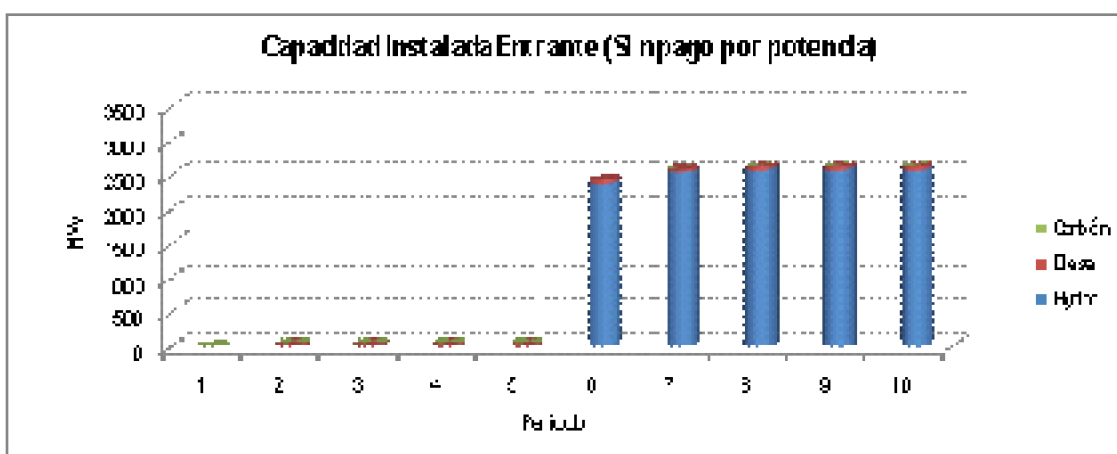


Figura 6-5. Capacidad instalada entrante Caso I (sin pago por potencia)

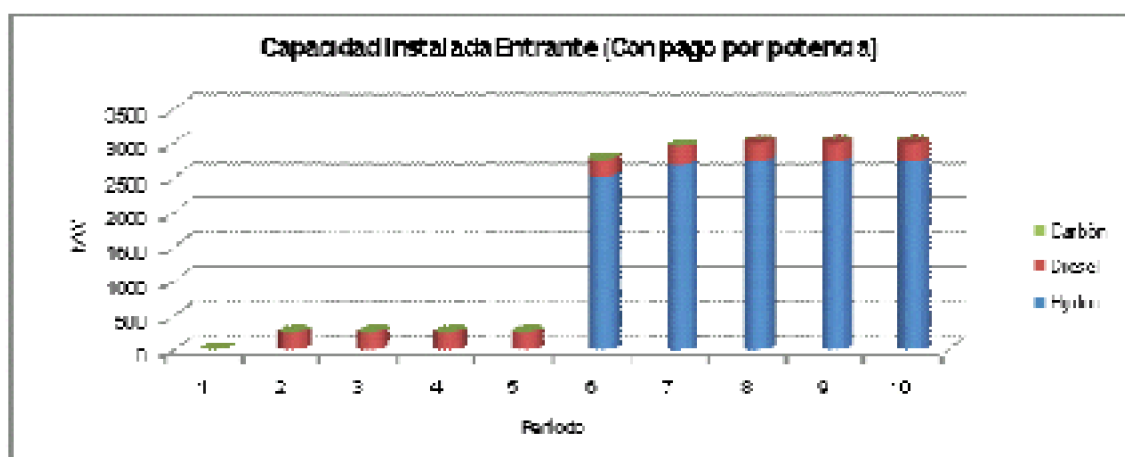


Figura 6-6. Capacidad instalada entrante Caso I (con pago por potencia)

6.1.1.5 Beneficio social

En la figura 6-7 se muestra el beneficio social de los agentes que conforman el mercado para los distintos periodos y para las situaciones donde no se remunera la potencia y donde se realiza dicho pago.

Específicamente se observa en las barras de la izquierda la situación donde no existe pago por potencia y ubicadas a la derecha de cada período, el caso donde se remunera la potencia.

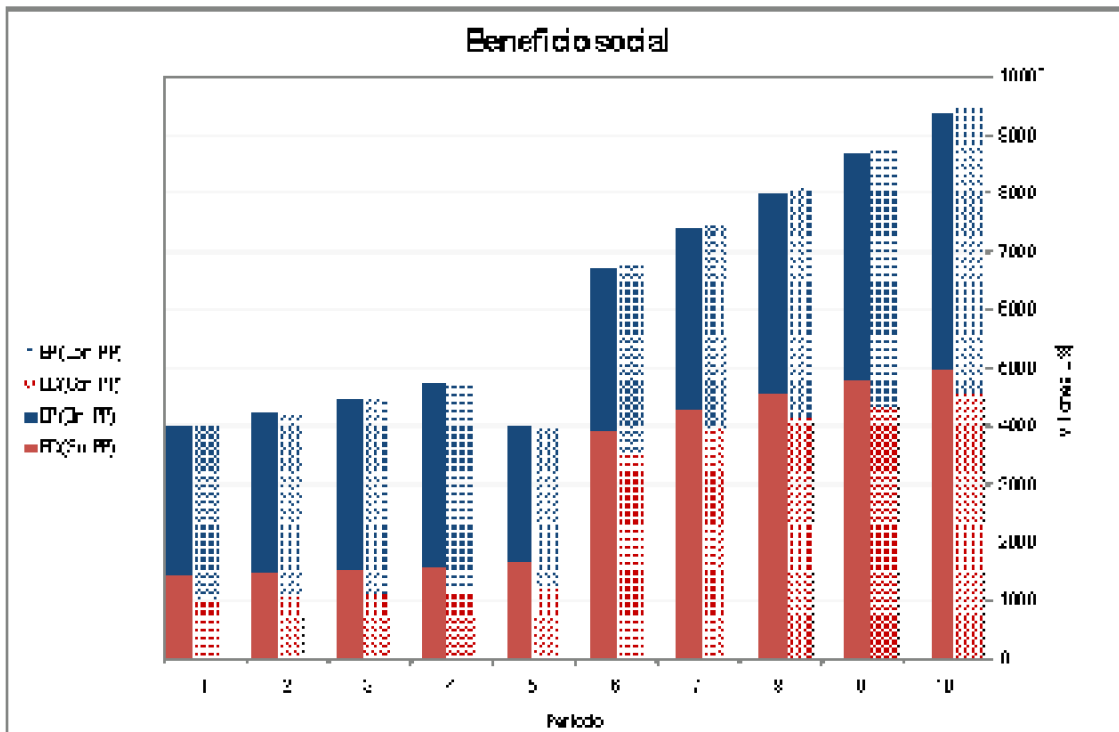


Figura 6-7. Beneficio Social por período (Caso I)

Se puede observar que el pago por potencia afecta en el beneficio social de los

consumidores de forma negativa, ya que para todos los períodos el beneficio de los consumidores es menor.

El beneficio de los consumidores resulta ser menor en la situación donde se remunera la potencia, porque el beneficio que obtienen estos al poseer un precio de la energía menor, no es lo suficientemente grande como para compensar la cantidad de dinero que deben pagar por la potencia que se encuentra instalada. Si se considerara que existen otros beneficios asociados a una mayor capacidad instalada así como también una mayor cantidad de energía generada, la situación de los consumidores podría ser más favorable, pero dichos beneficios no han sido estudiados en esta investigación quedando como desafío para nuevas investigaciones.

Por el contrario, los productores se encuentran siempre en una mejor situación bajo la existencia del pago por potencia, debido a que la baja en el beneficio provocada por menores precios es menor que lo que reciben por concepto de pago por potencia.

Ahora si se combinan ambos efectos, se observa que el efecto del pago por potencia en el beneficio total del sistema es muy bajo, siendo negativo durante los primeros períodos ya que existe una leve mayor inversión, pero positivo durante los últimos años, debido a que la mayor capacidad instalada lleva a una situación más competitiva.

La mayor inversión en centrales conlleva a una mayor generación de energía, pero que nunca supera el 5% de la energía total que se producía en la situación donde no se remuneraba la potencia. Este aumento provoca menores precios, pero el aumento de excedente total es muy pequeño. Si a esto se le suma el hecho de que mayor instalación de capacidad lleva asociado mayor gasto en inversión, el aumento del excedente total provocado por un desplazamiento hacia una situación más competitiva, se ve realmente minorizado, concluyendo en que el efecto del pago por potencia en el bienestar social es poco significativo.

6.1.2 Comparación de Casos

Tal como se mencionó anteriormente en este capítulo se analizan de manera conjunta los resultados obtenidos para cada uno de los casos.

6.1.2.1 Precio

En la Figura 6-8 se describe el comportamiento de los precios a lo largo del horizonte de estudio para todos los casos estudiados. Por simplicidad, se muestran sólo los precios para la situación donde se remunera la potencia.

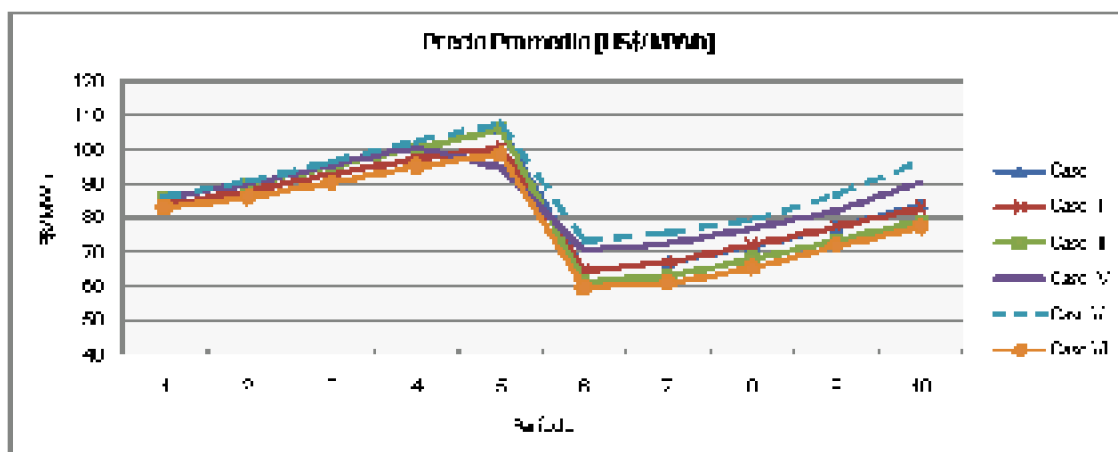


Figura 6-8. Precio Promedio (US\$/MWh) para los distintos casos analizados

La forma como cambian los precios a lo largo del horizonte de estudio son muy similares al Caso Base analizado anteriormente, con la diferencia que en el Caso IV, situación donde el entrante no se encuentra posibilitado de invertir en centrales hidráulicas, se instalan centrales a Carbón en el período 5 las que bajan los precios antes que lo que sucede en los otros casos analizados.

La diferencia observada entre el Caso I (Base) y el Caso II (Menores costos de operación), resulta ser pequeña debido a que la mayor cantidad de energía se produce mediante centrales hidráulicas, las cuales debido a su costo marginal cero no sufren modificaciones entre ambos casos.

Se observa también como los casos menos competitivos presentan generalmente precios más altos. Esto se debe a que las empresas establecidas no se encuentran obligadas a generar una cantidad fija de energía, por lo que el precio final se determina por la disposición a pagar de los consumidores por la cantidad de energía que las empresas generadoras finalmente produzcan, llevando a que estas últimas decidan generar menos energía que en los otros casos, debido a que los mayores precios resultantes maximizan sus utilidades finales.

También se puede observar que curvas de demanda más elásticas llevan a menores precios, provocados principalmente por una mayor generación de energía.

6.1.2.2 Cantidad de energía generada anual

En la Tabla 6-1 se muestra la cantidad de energía generada anual a lo largo de los períodos para la condición con y sin pago por potencia y para cada uno de los casos estudiados.

Caso	Tipo de Generación	Periodo									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Caso I	sin pago por potencia	36421.361	36122.116	36186.269	36161.116	36422.116	36321.116	36322.116	36322.116	36322.116	36322.116
	Con Pago por Potencia	36421.361	36122.116	36186.269	36161.116	36422.116	36321.116	36322.116	36322.116	36322.116	36322.116
Caso II	sin pago por potencia	36421.361	36122.116	36186.269	36161.116	36422.116	36321.116	36322.116	36322.116	36322.116	36322.116
	Con Pago por Potencia	36421.361	36122.116	36186.269	36161.116	36422.116	36321.116	36322.116	36322.116	36322.116	36322.116
Caso III	sin pago por potencia	36421.361	36122.116	36186.269	36161.116	36422.116	36321.116	36322.116	36322.116	36322.116	36322.116
	Con Pago por Potencia	36421.361	36122.116	36186.269	36161.116	36422.116	36321.116	36322.116	36322.116	36322.116	36322.116
Caso IV	sin pago por potencia	36421.361	36122.116	36186.269	36161.116	36422.116	36321.116	36322.116	36322.116	36322.116	36322.116
	Con Pago por Potencia	36421.361	36122.116	36186.269	36161.116	36422.116	36321.116	36322.116	36322.116	36322.116	36322.116
Caso V	sin pago por potencia	36421.361	36122.116	36186.269	36161.116	36422.116	36321.116	36322.116	36322.116	36322.116	36322.116
	Con Pago por Potencia	36421.361	36122.116	36186.269	36161.116	36422.116	36321.116	36322.116	36322.116	36322.116	36322.116
Caso VI	sin pago por potencia	36421.361	36122.116	36186.269	36161.116	36422.116	36321.116	36322.116	36322.116	36322.116	36322.116
	Con Pago por Potencia	36421.361	36122.116	36186.269	36161.116	36422.116	36321.116	36322.116	36322.116	36322.116	36322.116

Tabla 6-1. Cantidad de Energía Generada por período (GWh)

Como se puede observar en la tabla, la tercera fila para cada caso representa el efecto del pago por potencia en la cantidad de energía generada anual. Durante los primeros periodos el efecto es menor con respecto a los periodos posteriores a la entrada de las centrales hidráulicas. El cambio porcentual provocado por la aplicación del pago por potencia oscila entre un 1 y 4% anual para los casos estudiados.

En la mayoría de los casos donde existen ventajas por parte de las empresas establecidas, existe una menor generación de energía asociado a una mayor aplicación de poder de mercado, pero es interesante observar que el Caso III, donde los establecidos poseen ventajas en los costos de inversión, la cantidad generada es mayor pese a que el mercado se encuentre más concentrado que en los otros casos.

6.1.2.3 Parque generador

En esta sección se muestra la composición resultante del parque generador para los distintos casos analizados.

En la Figura 6-9 se observa que los casos menos competitivos, Casos IV y V, efectivamente presentan menor capacidad instalada, reflejando un mayor ejercicio de poder de mercado.

La diversificación de la matriz energética es similar para todos los casos, observándose una gran cantidad de potencia hidráulica y en menor medida centrales de Carbón y Diesel. Sin embargo, el Caso IV muestra una mayor inversión en Centrales a Carbón debida principalmente a la inversión que realiza el entrante en este tipo de tecnología ya que para este Caso ésta empresa se encuentra imposibilitada de realizar inversiones en Centrales Hidráulicas, provocando que el Carbón se convierta en su mejor opción.

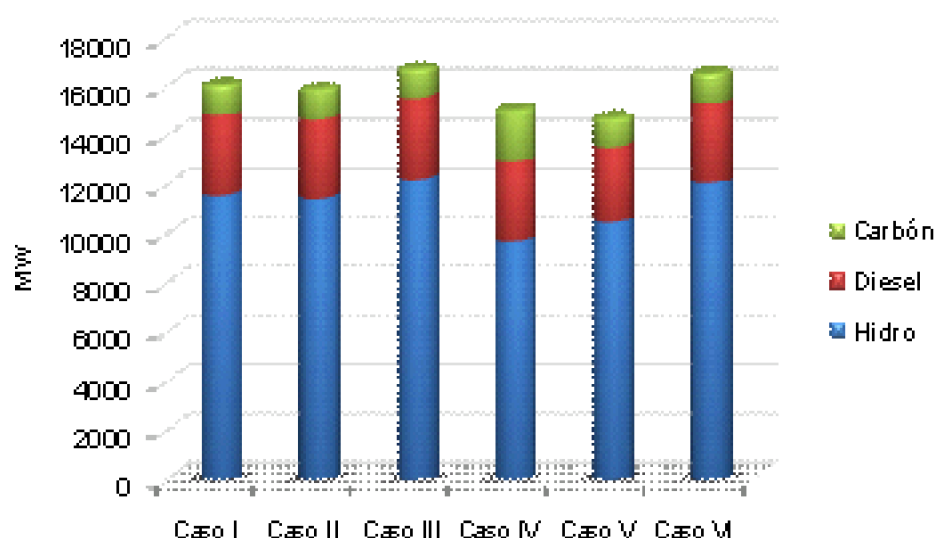


Figura 6-9. Capacidad Instalada Total para cada uno de los casos estudiados

Respecto al pago por potencia, la Tabla 6-2 señala cual es el efecto de dicha práctica en la capacidad instalada del sistema.

Específicamente se observa que la mayor diferencia se presenta en la entrada de proyectos diesel, provocados principalmente por una mayor instalación en esta tecnología por parte del entrante.

Debido a los altos costos de inversión y medianos costos de operación de las Centrales a Carbón, la alternativa hidráulica resulta ser mucho más atractiva, hecho que da como resultado que el pago por potencia no afecte la capacidad instalada de Centrales a Carbón.

Una excepción a lo mencionado anteriormente se observa para el Caso IV, donde el entrante, al no tener la posibilidad de invertir en Centrales Hidráulicas, realiza el mayor porcentaje de sus inversiones en Centrales a Carbón.

	Hidro			Diesel			Carbón		
	NP	CP	Diff	NP	CP	Diff	NP	CP	Diff
Caso I	1125	1583	416%	3087	3270	3.82%	1214	1214	0.00%
Caso II	1085	1477	4.67%	3027	3223	3.43%	1214	1214	0.00%
Caso III	1684	2251	4.85%	3066	3239	3.61%	1214	1214	0.00%
Caso IV	9540	9700	1.75%	0/0	710	51.2%	191	2121	1111.5%
Caso V	1113	1502	3.67%	3027	3027	0.0%	1214	1214	0.00%
Caso VI	1011	1391	4.13%	3027	3234	3.82%	1214	1214	0.00%

Tabla 6-2. Efecto del Pago por Potencia en la Capacidad Total por Tipo de Tecnología [MW]

Ahora tomando todos los casos analizados de manera conjunta, se puede ver que el efecto del pago por potencia en la capacidad total instalada por tipo de tecnología nunca supera el 7% para la tecnología Diesel ni el 5% para las Centrales Hidráulicas.

Si se considera todos los tipos de tecnología se ve que el efecto del pago por

potencia en la capacidad total instalada del sistema oscila entre valores de un 2,5% y un 4,8%. (Ver Tabla 6-3).

	Total		
	Sin Pago por Potencia [MW]	Con Pago por Potencia [MW]	Diferencia (%)
Caso I	15403	16072	4.02%
Caso I	15203	15915	4.66%
Caso I	15334	16704	4.02%
Caso IV	14513	15067	3.80%
Caso V	14371	14743	2.59%
Caso VI	15052	16509	4.04%

Tabla 6-3. Efecto del Pago por Potencia en la Capacidad Total

El efecto porcentual en la capacidad instalada es mayor que el de la cantidad de energía generada anual, porque no se puede generar con toda la capacidad instalada de la planta. Esto se conoce como factor de planta y corresponde al porcentaje de la potencia nominal de la central que realmente puede ser considerada para la generación de energía. En esta investigación los valores son de 60, 80 y 90% para las centrales Hidráulicas, Carbón y Diesel respectivamente.

6.1.2.4 Inversiones

6.1.2.4.1 Sin pago por potencia

En la Tabla 6-4 se observa cuanto es lo que invierten las empresas pertenecientes al mercado, a lo largo del horizonte de estudio.

Si se compara la situación base con los casos donde el entrante se ve enfrentado a barreras de entrada, se puede ver que la cantidad invertida total disminuye aproximadamente un 20%, hecho que refleja un mayor ejercicio de poder de mercado por parte de las empresas establecidas, las cuales generan una menor cantidad de energía con la finalidad de subir los precios obteniendo así mayores utilidades.

Por otro lado, el Caso III presenta una mayor inversión, debido a la baja en los costos de inversión aquí modelada. Este hecho corrobora la idea que no necesariamente mercados mayormente concentrados son menos competitivos, porque para poder analizar el nivel de competitividad se debe observar la estructura del mercado estudiado.

Las inversiones se realizan en casi todos los casos en sólo Centrales Hidráulicas, debido a que estas presentan costo cero de operación y pese a que su costo de inversión es igual al de las Centrales a Carbón, la vida útil de este tipo de Centrales es mayor, hecho que las vuelve una posibilidad de inversión más atractiva.

Tal como se mencionó en la sección anterior, sólo se observa inversión en Carbón en la situación donde el entrante se ve imposibilitado en invertir en Centrales Hidráulicas, debiendo este instalar en esta otra tecnología.

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso V	Caso VI
Hidro	6324	6164	6663	4738	5329	6810
Diesel	40	0	55	48	0	0
Carbón	0	0	0	687	0	0
Total	6364	6164	6922	5474	5329	6810

Tabla 6-4. Inversión en Capacidad por Tipo de Tecnología [MW] (Sin Pago por Potencia)

6.1.2.4.2 Con pago por potencia

La diferencia en instalación de potencia entre los casos se mantiene muy similar, pero se observa una mayor inversión para cada uno de ellos. Ésta mayor inversión se debe al pago por potencia, ya que el ingreso que reciben las empresas generadoras por las centrales instaladas es mayor que la pérdida que enfrentan las empresas generadoras por causa de menores precios.

También es interesante destacar que bajo la aplicación del pago por potencia aparece una mayor inversión en Centrales Diesel realizada por el entrante, quien bajo este nuevo escenario considera rentable invertir en esta tecnología, pese a que genere durante muy poco tiempo los primeros periodos.

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso V	Caso VI
Hidro	6787	6676	7460	4305	5701	7290
Diesel	243	196	242	206	0	207
Carbón	0	0	0	013	0	0
Total	7030	6873	7692	5025	5701	7497

Tabla 6-5. Inversión en Capacidad por Tipo de Tecnología [MW] (Con Pago por Potencia)

6.1.2.4.3 Efecto del pago por potencia en la cantidad invertida

La Tabla señala cual es el efecto del pago por potencia en la inversión en Centrales de Generación. La diferencia observada fluctúa entre aproximadamente un 7 y un 11,5%, dependiendo del Caso en estudio.

Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso V	Caso VI
10.46%	11.50%	11.12%	10.07%	6.98%	10.09%

Tabla 6-6. Diferencia Porcentual en la Cantidad Invertida

Se puede observar que el caso en que menos afecta el pago por potencia, es en el que no existe un potencial entrante. Esto permite interpretar que es al entrante al cual más le afecta el pago por potencia.

Esto se debe a que el entrante no posee unidades instaladas previamente por lo que la posible baja en los precios debido a una mayor generación de energía le afecta sólo en las unidades que instala. Por otro lado, las compañías establecidas al generar más,

sacrifican las utilidades de todas las unidades previamente instaladas por lo que pese a que reciben ingresos por capacidad al instalar nuevas centrales, dichos ingresos no son lo suficientemente altos para compensar las pérdidas de utilidades en sus máquinas antiguas provocados por la generación de una mayor cantidad de energía.

La existencia de un entrante dispuesto a generar de todas formas una mayor cantidad de energía, obliga también a las empresas establecidas a generar más, produciendo con esto que se realice una mayor inversión.

6.1.2.5 Beneficio Social

6.1.2.5.1 Beneficio social por período

Tal como se observa en la Tabla 6-7, el pago por potencia tiene un efecto negativo durante los primeros años, debido a que durante estos períodos se realiza muy poca inversión y se debe pagar la potencia de no sólo esta nueva inversión sino de que de toda la capacidad que se encuentra previamente instalada. La disminución en el precio de la energía es tan pequeña que no logra compensar todo el gasto que significa remunerar la potencia.

Para los períodos posteriores esta situación se invierte resultando una mayor generación de energía que disminuye los precios.

Sin embargo, dicho aumento en el excedente es muy pequeño. Esto se debe a que el aumento en la cantidad de energía generada provocado por el pago por potencia nunca supera el 4%, además de considerar que la nueva capacidad instalada comprende también un mayor costo de inversión.

6.1.2.5.2 VAN del beneficio social para cada uno de los casos

Para observar el efecto del pago por potencia en el beneficio total del sistema en todo el horizonte de estudio, se calculó el Valor Actual Neto considerando una tasa de descuento de un 12%.

De acuerdo a lo discutido anteriormente el efecto de aplicar el pago por potencia es porcentualmente hablando muy pequeño, debido en primer lugar a que los primeros años el beneficio es negativo, hecho que compensa los valores positivos de los últimos períodos y, en segundo lugar, a que el aumento en la cantidad de energía generada se encuentra entre un 2 y un 4% que provoca que la variación del bienestar social anual se encuentre entre un 0,5 y un 1,5%.

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso V	Caso VI
Beneficio por potencia	\$31,611,435,310	\$32,126,217,440	\$32,141,700,104	\$31,197,362,380	\$31,258,737,141	\$31,388,230,015
Compensación por energía	\$31,606,381,357	\$32,169,222,596	\$32,200,27,681	\$31,253,575,275	\$31,40,568,95	\$31,89,06,153

Tabla 6-8. VAN del Beneficio Social [MMUS\$]

En términos globales, el caso en el cual más incide el pago por potencia corresponde

a la situación menos competitiva, donde no existe entrada de nuevas empresas generadoras.

Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso V	Caso VI
0.18%	0.13%	0.18%	0.20%	0.37%	0.22%

Tabla 6-9. Diferencia Porcentual del VAN del Beneficio Social Total.

6.1.2.6 Capacidad Instalada del Entrante

6.1.2.6.1 Sin pago por potencia

En la Tabla 6-10 se puede observar como cambia la capacidad instalada del entrante en los distintos escenarios.

La diferencia en la capacidad instalada por el entrante que existe entre el Caso I y el Caso II no es muy grande, debido a que la mayoría de la expansión del mercado se realiza en centrales hidroeléctricas, las cuales al tener costos de operación cero no se ven afectadas con la baja de los costos por parte de las empresas establecidas.

Para el Caso III, los costos de inversión si disminuyen considerablemente la cantidad instalada por el entrante viéndose una disminución mayor del 10% con respecto del Caso Base. Esto se debe a la mayor inversión que realizan las empresas establecidas.

El Caso IV representa la situación más desfavorable para el entrante, ya que en este caso el entrante debe invertir en Centrales a Carbón, disminuyendo su inversión total en generación de energía a menos de la mitad que el Caso Base.

Finalmente para el Caso VI se observa una mayor inversión, ya que al tener demandas más elásticas se produce una mayor cantidad de energía en el mercado, efecto en el que participa también el entrante incorporando más unidades generadoras.

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso VI
Hidro	2571	2556	2226	0	2746
Diesel	40	0	39	48	0
Carbón	0	0	0	687	0
Total	2610	2556	2266	735	2746

Tabla 6-10. Capacidad Instalada del Entrante al final del horizonte de estudio

6.1.2.6.2 Con pago por potencia

Al incorporarse el pago por potencia sucede algo similar a lo descrito en el punto anterior con la diferencia que en todos los casos el entrante invierte más de un 14% en capacidad respecto de la situación donde no se remunera la potencia.

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso VI
Hidro	2752	2745	2408	0	2938
Diesel	243	196	242	206	207
Carbón	0	0	0	913	0
Total	2994	2941	2650	1120	3145

Tabla 6-11. Capacidad Instalada del Entrante al final del horizonte de estudio

El gran aumento que se observa para el Caso IV se debe a que la inversión en Centrales a Carbón es de un mayor costo de inversión, el que se ve compensado al incorporar el pago por potencia, provocando que el entrante invierta mucho más en este tipo de tecnología.

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso VI
Diferencia	14.71%	15.07%	16.98%	52.32%	14.51%

Tabla 6-12. Diferencia Porcentual de la Capacidad Instalada por el Entrante.

6.2 Con limitación de inversión en centrales hidráulicas

6.2.1 Caso base

6.2.1.1 Precio

En la Figura 6-10 se describe el comportamiento de los precios a lo largo del horizonte de estudio.

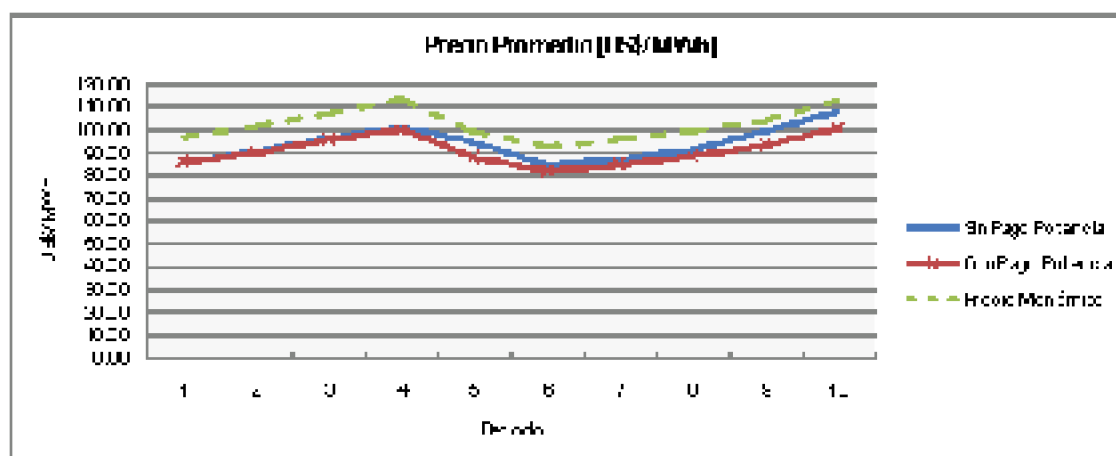


Figura 6-10. Precio promedio Caso I

Al igual que en el caso anterior, la línea continua representa el precio de la energía para la situación donde no se remunera la potencia y la línea con cruces describe los precios de la energía en el caso donde se remunera la potencia. Ambos precios corresponden al promedio ponderado del precio de la energía para cada uno de los bloques de demanda.

Nuevamente los precios de la energía de los primeros períodos tanto en el caso donde se paga la potencia como en el que no se realiza dicho pago, son similares debido a la baja inversión que se realiza. Sin embargo desde el período cinco en adelante se observa una diferencia entre los precios a causa de una mayor generación de energía en la situación donde se remunera la potencia.

La excepción se presenta en el período seis, debido a que durante este año existe una sobreoferta de energía provocada por una gran instalación de centrales hidráulicas.

Al comparar esta situación con el escenario donde no se encuentra limitada la inversión de proyectos hidráulicos, se ve que la diferencia de precios entre el caso donde no se remunera la potencia y donde se realiza el pago, es mayor. Esto se debe a que cuando no existe la limitación, la inversión en proyectos hidráulicos es bastante alta aún en el caso donde no se paga la potencia, por lo que la variación de cantidad de energía generada es menor. En este caso, la expansión se realiza principalmente en proyectos Carboneros y la magnitud de dichas inversiones no es tan alta por lo que un incentivo extra a la inversión resulta ser más significativo.

6.2.1.2 Cantidad de energía generada anual

En este caso también se observa que la compañía A genera una cantidad de energía muy superior a las otras empresas a lo largo de todo el horizonte de estudio.

A diferencia de la situación donde no existía limitación en proyectos hidroeléctricos, la cantidad de energía generada por la empresa A es muy superior a las de sus competidores, debido a que para este caso se ha considerado que la empresa A posee mayores derechos de agua que le permiten invertir más que sus pares en proyectos hidroeléctricos. Esta mayor inversión en tecnología de costos de operación cero, permiten a ésta empresa generar una mayor cantidad de energía.

Al estar restringida la capacidad instalada en proyectos hidráulicos por parte del entrante, se observa que este invierte en Centrales a Carbón y comienza generando en el período cinco. En el momento que las empresas establecidas realizan inversiones en Centrales Hidráulicas, éstas superan la cantidad de energía producida por el entrante, equiparándose ambas en los últimos períodos.

La aplicación del pago por potencia provoca que la diferencia entre la cantidad producida de las empresas B y C con respecto al entrante disminuya.

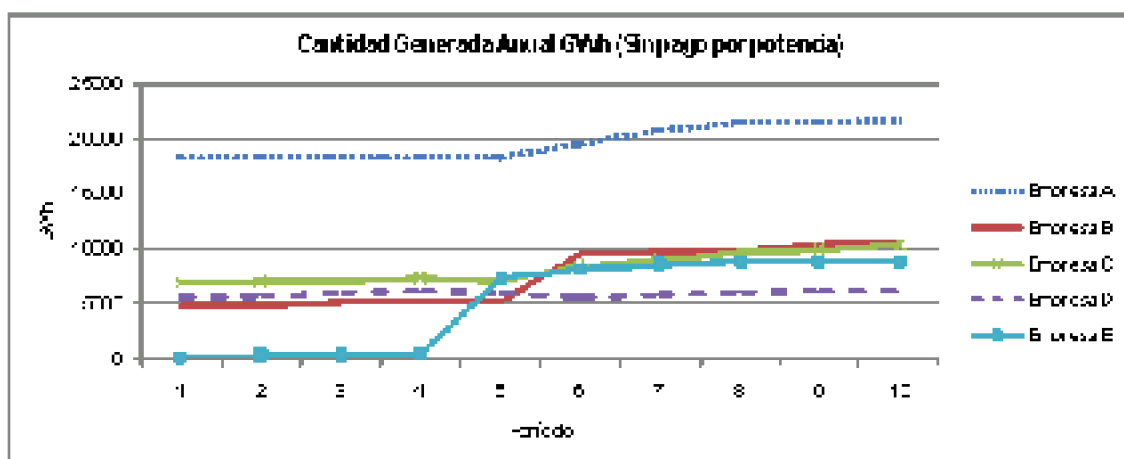


Figura 6-11. Cantidad de energía [GWh] Caso I (Sin Pago por Potencia)

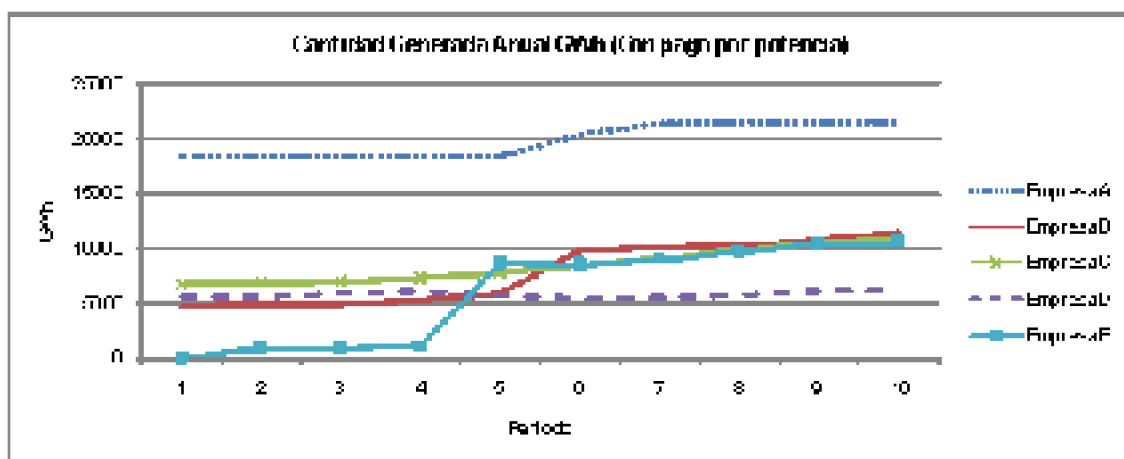


Figura 6-12. Cantidad de energía [GWh] Caso I (Con Pago por Potencia)

6.2.1.3 Capacidad instalada

La aplicación de la limitación de proyectos hidráulicos provoca que la capacidad total del sistema disminuya aproximadamente en un 20% respecto de la situación donde no existe la limitación. Esto se debe a que las centrales de Carbón y Diesel poseen mayores costos de operación que no resultan ser tan rentables como las centrales hidráulicas.

Sin embargo, existe un importante porcentaje de la potencia instalada que corresponde en este caso a Carbón, diversificando con esto la matriz energética.

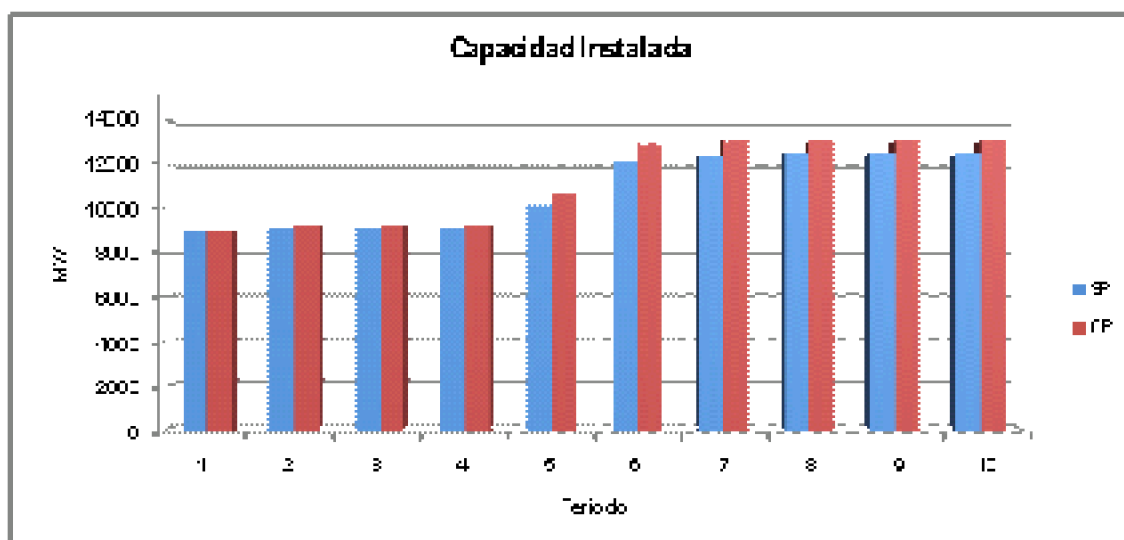


Figura 6-13. Capacidad instalada total (Caso I)

6.2.1.4 Capacidad instalada entrante

En este caso se ve que el entrante desarrolla todo lo que le es posible en centrales hidráulicas, pero además incorpora una gran cantidad de potencia en Centrales de Carbón. La cantidad de capacidad instalada en Centrales Diesel se mantiene aproximadamente igual que en el escenario donde no existe limitación.

Nuevamente el pago por potencia motiva una mayor entrada por parte del nuevo agente, pero en este caso es aún mayor la diferencia existente con el caso donde no se remunera la potencia. Específicamente existe una diferencia de aproximadamente un 22%, valor superior al 15% que se vio anteriormente.

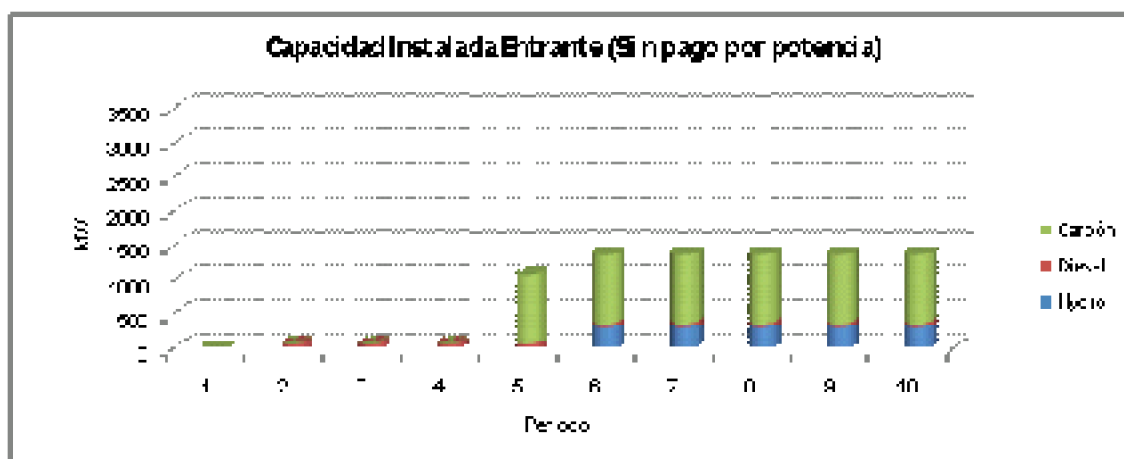


Figura 6-14. Capacidad instalada entrante Caso I (sin pago por potencia)

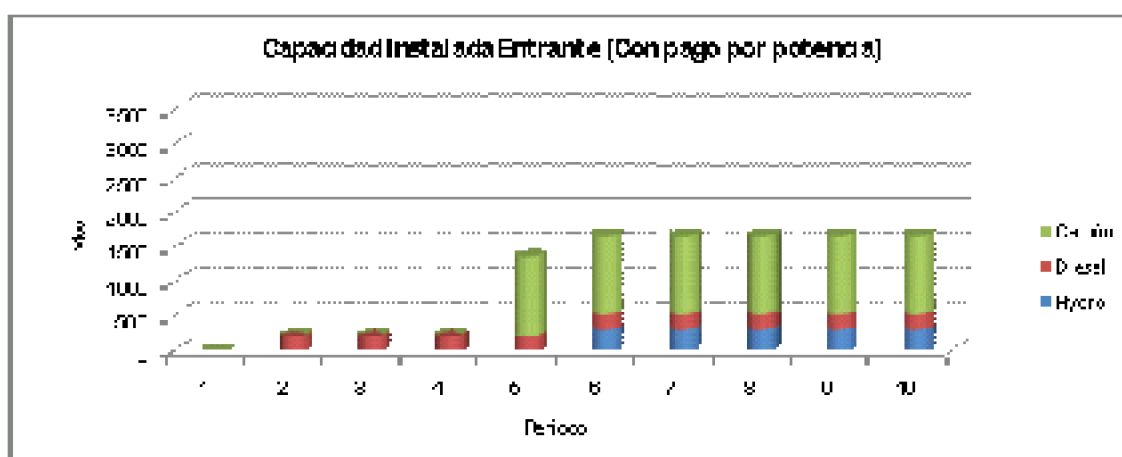


Figura 6-15. Capacidad instalada entrante Caso I (con pago por potencia)

6.2.1.5 Beneficio social

En la Figura 6-16 se observa el beneficio social total de todos los agentes que conforman el mercado.

El comportamiento del beneficio social es similar al escenario donde no existe la limitación, donde se observa que los consumidores disminuyen su bienestar al aplicar el pago por potencia y los productores se ven mayormente beneficiados.

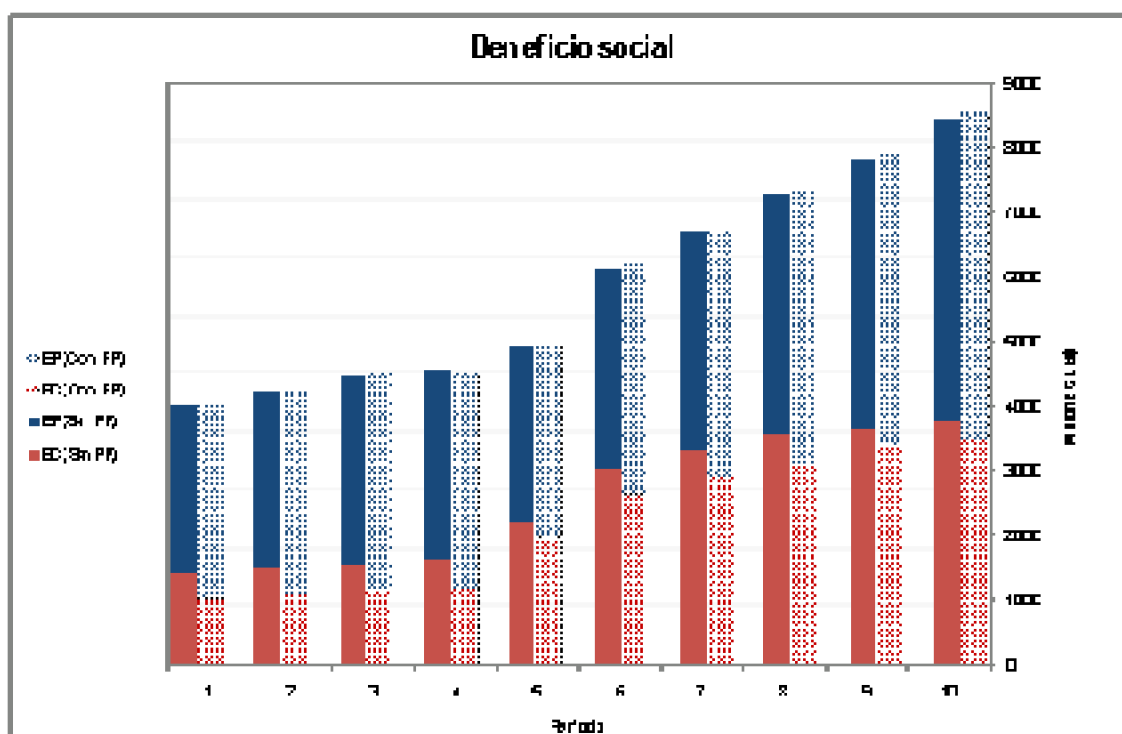


Figura 6-16. Beneficio Social por período (Caso I)

Pese a que en este escenario la diferencia porcentual que provoca el pago por potencia en relación a la situación donde no se aplica dicho pago también es muy pequeña, los valores obtenidos en este escenario muestran una diferencia porcentual

cercana al doble de la situación donde no existe limitación de proyectos hidráulicos.

Esto se debe a que el pago por potencia genera para este caso un gran aumento en la capacidad instalada en centrales a carbón, por consecuencia en toda la capacidad instalada, lográndose con esto que exista una mayor cantidad de generación de energía a precios menores.

6.2.2 Comparación de casos

A continuación se analizan de manera conjunta los resultados obtenidos para cada uno de los casos.

6.2.2.1 Precio

En la Figura 6-17 se describe el comportamiento de los precios a lo largo del horizonte de estudio para todos los casos estudiados. Nuevamente se muestran sólo los precios para la situación donde se remunera la potencia.

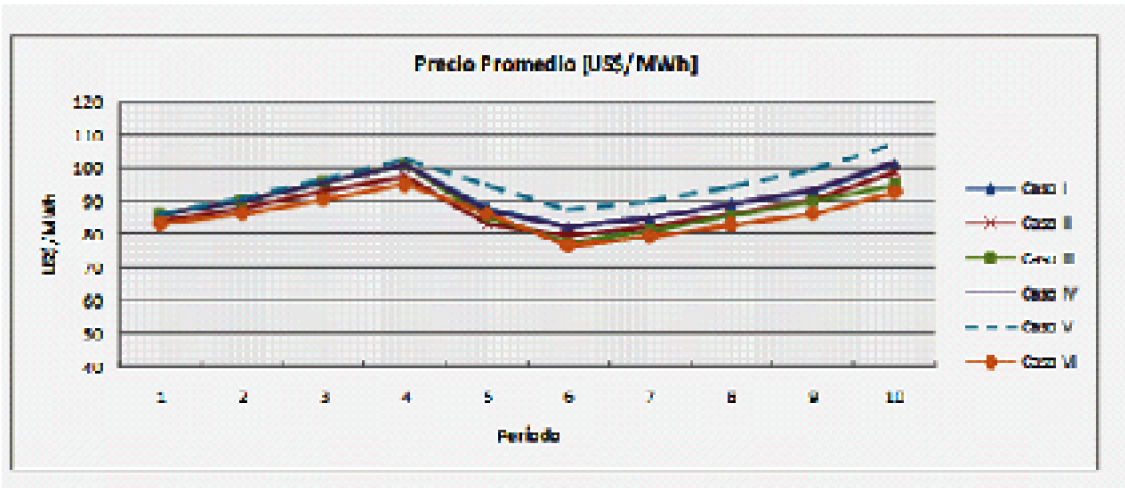


Figura 6-17. Precio Promedio (US\$/MWh) para los distintos casos analizados

En términos generales, los precios son aproximadamente un 20 % más altos que en el caso donde existe la limitación en instalación de proyectos hidráulicos, debido al mayor costo de operación que presentan las Centrales a Carbón

La forma como varían los precios a lo largo del horizonte de estudio es muy similar a como lo hacen en la situación donde no existe limitación, pero como en este escenario existe entrada de Centrales a Carbón los precios disminuyen un período antes.

.

6.2.2.2 Canntidad de energía generada anual

En la Tabla 6-13 se muestra la cantidad de energía generada anual a lo largo de los períodos para la condición con y sin pago por potencia y para cada uno de los casos

estudiados.

		Porcentaje									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Caso I	81 Pagos por Potencia	36467.351	37167.018	36997.197	37047.177	37166.931	36131.946	35971.938	35947.015	36112.385	37152.515
	Con Pagos por Potencia	36467.351	36811.836	37251.013	36751.278	36251.37	32751.881	35105.775	35111.451	35115.859	36251.375
	Diferencia %	0.0%	-1.25%	1.28%	-1.57%	-1.33%	-5.88%	-2.60%	-2.54%	-4.37%	-6.57%
Caso II	81 Pagos por Potencia	36467.351	37329.109	37306.00	37370.380	37341.064	36921.131	36940.307	37131.259	36917.239	37301.371
	Con Pagos por Potencia	36467.351	37115.153	36997.004	36970.407	36940.557	36031.106	35971.775	36940.451	36939.945	36971.175
	Diferencia %	0.0%	0.5%	0.7%	1.4%	1.55%	3.82%	2.67%	2.65%	4.58%	4.77%
Caso III	81 Pagos por Potencia	36467.351	36167.554	36101.783	36241.144	36111.162	36391.259	36375.374	36145.88	36081.48	36241.146
	Con Pagos por Potencia	36467.351	36005.18	36391.083	36144.140	36152.23	36364.036	36360.3	36001.32	36118.2166	36375.150
	Diferencia %	0.0%	-1.27%	-1.24%	-1.03%	-1.51%	-1.04%	-1.77%	-1.91%	-1.94%	-4.54%
Caso IV	81 Pagos por Potencia	36467.351	36175.401	36301.525	36355.232	36391.257	36185.135	36165.135	36211.119	36391.212	36391.112
	Con Pagos por Potencia	36467.351	36301.374	36251.354	36355.138	363105.38	36387.119	36175.375	36210.772	36391.339	36391.336
	Diferencia %	0.0%	-1.23%	-1.21%	-1.22%	-5.73%	-5.88%	-2.65%	-2.33%	-4.74%	-4.88%
Caso V	81 Pagos por Potencia	36467.351	36007.036	36001.507	36270.374	36107.716	36101.101	36001.354	36391.456	36001.456	36391.305
	Con Pagos por Potencia	36467.351	36007.036	36001.507	36270.374	36107.716	36101.101	36001.354	36391.456	36001.456	36391.305
	Diferencia %	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Caso VI	81 Pagos por Potencia	36467.351	36111.111	36111.111	36111.111	36111.111	36111.111	36111.111	36111.111	36111.111	36111.111
	Con Pagos por Potencia	36467.351	36111.111	36111.111	36111.111	36111.111	36111.111	36111.111	36111.111	36111.111	36111.111
	Diferencia %	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Tabla 6-13. Cantidad de Energía Generada por período (GWh)

Como se puede observar en la tabla, el cambio porcentual provocado por la aplicación del pago por potencia oscila entre los 0 y 6,5% anual para todos los casos estudiados, pero en casi la totalidad de las situaciones el cambio porcentual en la cantidad de energía generada es mayor que en el escenario donde existe limitación de proyectos hidráulicos.

6.2.2.3 Parque generador

En este escenario la diversificación de la matriz energética es similar para todos los casos, pero se observa una componente mayor de centrales a Carbón así como también una menor capacidad instalada de Centrales Hidráulicas debido principalmente a la limitación de este tipo de proyectos.

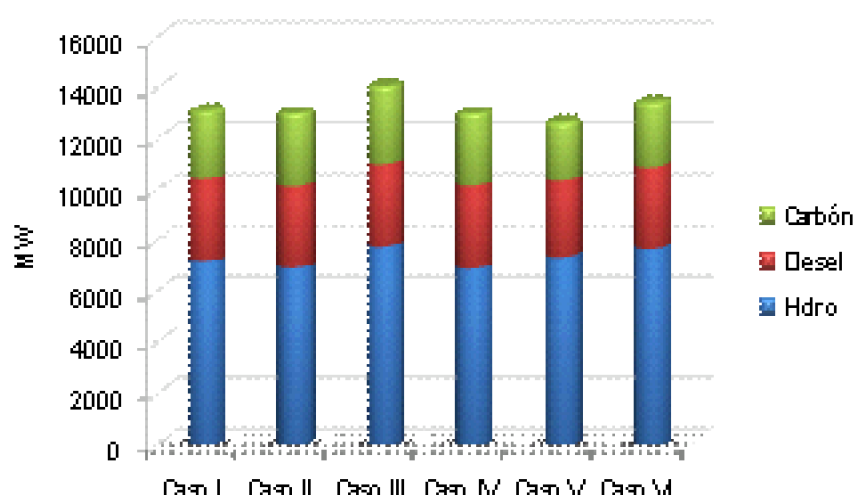


Figura 6-18. Capacidad Instalada Total para cada uno de los casos estudiados

El efecto del pago por potencia en la capacidad instalada del sistema se puede observar en la Tabla 6-14.

Específicamente se observa que no existe una gran diferencia en la capacidad instalada en Centrales Hidráulicas, porque quienes se encuentran mayormente motivados a invertir a causa de la existencia del pago por potencia, ya realizan todas las inversiones que les permite la limitación en el caso donde no se remunera la potencia.

Por el contrario se observa que la diferencia porcentual de la capacidad instalada de carbón supera el 16% en todos los casos, debido a que el pago por potencia permite que sea rentable una mayor inversión en este tipo de centrales, las que reemplazan la energía proveniente de centrales hidráulicas que en este escenario no pueden ser construidas.

	Hidro			Diesel			Carbón		
	SP	CP	Diff	SP	CP	Diff	SP	CP	Diff
Caso I	7188	7216	0.39%	3083	3236	5.09%	2226	2675	20.32%
Caso II	6803	6957	0.92%	3050	3196	4.91%	2461	2875	16.82%
Caso III	7652	7770	1.54%	3075	3217	4.99%	2405	3000	20.91%
Caso IV	6092	6307	0.65%	3006	3241	6.01%	2421	3027	16.62%
Caso V	7323	7376	0.71%	3027	3027	0.00%	1814	2268	25.04%
Caso VI	7625	7703	1.02%	3056	3207	4.99%	2096	2529	20.47%

Tabla 6-14. Efecto del Pago por Potencia en la Capacidad Total por Tipo de Tecnología [MW]

Ahora si se analiza la capacidad total del sistema, los resultados mostrados en la Tabla 6-15 señalan que para todos los casos estudiados la capacidad total aumenta entre un 4 y un 6,5 % aproximadamente.

	Total		
	Sin Pago por Potencia [MW]	Con Pago por Potencia [MW]	Diferencia (%)
Caso I	12183	12733	6.08%
Caso II	12101	12637	6.00%
Caso III	12216	12732	6.66%
Caso IV	12418	13024	4.89%
Caso V	12164	12677	4.18%
Caso VI	12778	13433	5.17%

Tabla 6-15. Efecto del Pago por Potencia en la Capacidad Total

6.2.2.4 Inversiones

6.2.2.4.1 Sin pago por potencia

Tal como se mencionó anteriormente la limitación provoca que las inversiones en proyectos hidráulicos sean muy inferiores que en el escenario analizado en el capítulo anterior, pero por el contrario aumenta considerablemente la cantidad de centrales a carbón que se incorporan al sistema. Pese a esto, la inversión total de este escenario en comparación con el caso donde existe la limitación es de aproximadamente un 80% menor.

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso V	Caso VI
Hidro	2387	2092	2851	2091	2522	2824
Diesel	55	23	52	50	0	28
Carbón	1009	1247	1271	1228	800	885
Total	3451	3362	4174	3376	3122	3737

Tabla 6-16. Inversión en Capacidad por Tipo de Tecnología (Sin Pago por Potencia)

6.2.2.4.2 Con pago por potencia

En este escenario nuevamente se puede observar que la diferencia en instalación de potencia entre los casos estudiados es semejante, pero se observa una mayor inversión respecto a la situación donde no se remunera la potencia.

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso V	Caso VI
Hidro	2415	2158	2089	2138	2575	2002
Diesel	212	172	206	213	0	181
Carbón	1461	1661	1866	1633	1054	1315
Total	4088	3989	5040	3982	3629	4397

Tabla 6-17. Inversión en Capacidad por Tipo de Tecnología (Con Pago por Potencia)

6.2.2.4.3 Efecto del pago por potencia en la cantidad invertida

El efecto del pago por potencia en la cantidad invertida es porcentualmente mayor al del escenario donde existe la limitación en proyectos hidráulicos.

Esto se encuentra muy relacionado con la mayor inversión en Centrales a Carbón que provoca el pago por potencia. Tal como se mencionó anteriormente la inversión en Centrales de Carbón, debido a su alto costo de inversión, es mayormente sensible ante la existencia de un pago por potencia que compense los gastos en que se incurre al instalar este tipo de tecnología.

Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso V	Caso VI
18.44%	18.64%	20.74%	17.97%	16.22%	17.67%

Tabla 6-18. Diferencia Porcentual en la Cantidad Invertida

6.2.2.5 Beneficio social

6.2.2.5.1 Beneficio social por período

Nuevamente se observa que el aumento del beneficio social provocado por el pago por potencia es pequeño. Esto es debido a la pequeña diferencia porcentual de la energía generada, además de los costos de inversión tal como se explico en el capítulo anterior

donde existe la limitación de instalación de proyectos hidráulicos.

		Período									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Uso I	\$ Pago por Potencia	4000	1213	445	1565	495	631	555	735	754	811
	Gen Pago por Potencia	4000	1211	445	1555	495	630	555	730	750	808
	Diferencia %	-0.02%	-0.02%	0.0%	-0.6%	0.00%	0.01%	0.00%	0.6%	0.0%	0.0%
Caso II	\$ Pago por Potencia	4100	1215	455	1575	505	635	565	745	765	821
	Gen Pago por Potencia	4100	1210	455	1565	505	630	565	740	760	820
	Diferencia %	0.0%	0.0%	0.0%	0.6%	0.00%	0.0%	0.0%	0.7%	0.7%	0.0%
Caso III	\$ Pago por Potencia	4100	1212	445	1570	495	630	565	740	760	816
	Gen Pago por Potencia	4100	1210	445	1565	495	630	565	740	760	814
	Diferencia %	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	0.00%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Caso IV	\$ Pago por Potencia	4100	1212	445	1571	495	630	565	740	760	819
	Gen Pago por Potencia	4100	1210	445	1567	495	630	565	740	760	818
	Diferencia %	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	0.00%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Uso V	\$ Pago por Potencia	4100	1210	445	1572	495	632	566	742	767	826
	Gen Pago por Potencia	4100	1210	445	1570	495	630	566	740	766	824
	Diferencia %	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.3%	0.0%	0.3%	0.3%	0.3%
Uso VI	\$ Pago por Potencia	4200	1215	455	1581	505	641	577	752	772	832
	Gen Pago por Potencia	4200	1210	455	1570	505	640	577	750	770	830
	Diferencia %	0.0%	0.0%	0.0%	0.7%	0.00%	0.2%	0.0%	0.3%	0.3%	0.3%

Tabla 6-19. Beneficio Social por Período [MMUS\$]

6.2.2.5.2 VAN del beneficio social para cada uno de los casos

Se utiliza la misma metodología de cálculo del Valor Actual Neto considerada en el capítulo anterior utilizando una tasa de descuento de un 12%.

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso V	Caso VI
Gen Pago por potencia	\$50,442,100,000	\$51,607,120,000	\$51,982,100,000	\$50,271,082,000	\$50,444,100,000	\$52,267,700,000
Gen Pago por potencia	\$50,516,267,540	\$51,132,870,664	\$51,085,741,557	\$50,423,330,670	\$50,467,071,277	\$52,352,236,760

Tabla 6-20. VAN del Beneficio Social

En comparación con el escenario donde existe la limitación de proyectos hidráulicos se observa que el beneficio social en esta situación es menor debido principalmente a mayor generación de energía con Centrales a Carbón las cuales poseen un costo de operación más caro.

Si se observa la Tabla 6-21, se evidencia nuevamente el efecto de aplicar el pago por potencia es pequeño, pero al igual que para el caso base los valores obtenidos en este escenario presentan una diferencia porcentual de aproximadamente el doble respecto de la situación donde no existe limitación en proyectos hidráulicos.

Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso V	Caso VI
0.25%	0.22%	0.20%	0.22%	0.23%	0.23%

Tabla 6-21 Diferencia Porcentual del VAN del Beneficio Social

6.2.2.6 Capacidad Instalada del Entrante

6.2.2.6.1 Sin pago por potencia

En la Tabla 6-22 se puede observar como cambia la capacidad instalada del entrante en los distintos escenarios.

La forma en como varía la capacidad instalada del entrante para los distintos casos

es muy similar a la observada en el escenario donde existe la limitación de proyectos hidráulicos. Sin embargo, este escenario presenta una menor instalación de capacidad por parte del entrante para todos los casos estudiados, debido principalmente a la limitación de inversión en proyectos hidráulicos que lo obligan a invertir en otras tecnologías que no resultan ser tan rentables.

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso VI
Hidro	300	300	300	0	300
Diesel	55	23	52	59	28
Carbón	1009	855	735	1226	885
Total	1365	1178	1087	1284	1213

Tabla 6-22. Capacidad Instalada del Entrante al final del horizonte de estudio

6.2.2.6.2 Con pago por potencia

Al igual que en el escenario donde existe la limitación, el entrante invierte más cuando existe pago por potencia instalada, pero para este caso el cambio porcentual es mayor.

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso VI
Hidro	300	300	300	0	300
Diesel	212	172	206	213	238
Carbón	1152	947	847	1332	1117
Total	1665	1419	1352	1545	1656

Tabla 6-23. Capacidad Instalada del Entrante al final del horizonte de estudio

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso VI
Diferencia	22.00%	20.46%	24.40%	20.28%	36.52%

Tabla 6-24. Diferencia Porcentual de la Capacidad Instalada por el Entrante

7 Discusión

El estudiar un mercado descentralizado se aleja de la situación chilena, sin embargo permite analizar la interacción que existe entre los agentes. Pese a que en el mercado chileno el despacho se realiza mediante una lista de mérito, las compañías generadoras pueden planificar sus inversiones de modo que el posterior despacho les permita generar a los precios que le signifiquen mayores utilidades a las empresas.

En una situación ideal, siempre se invierte en la tecnología más eficiente y además se genera toda la cantidad posible llegando a la situación de equilibrio de competencia perfecta. En este trabajo se ve que esto no sucede, porque pese a que el entrante incorpora una mayor cantidad de potencia al sistema, éste también se suma a la aplicación de poder oligopólico. En todos los casos estudiados, se observó que las compañías generadoras invierten y por consecuencia producen menos de lo que sería socialmente óptimo, debido a que como los precios están determinados por la disposición a pagar que poseen los consumidores por la cantidad de energía que las empresas generadoras produzcan, éstas últimas maximizan sus utilidades con precios más altos que en el caso ideal.

En los trabajos de Murto y Ventosa, este tipo de modelación da como resultado que los precios suban a lo largo de los períodos, debido a que aumenta la demanda pero la tecnología considerada como única posibilidad de inversión se mantiene en el tiempo, esto conlleva a que a medida que la demanda crece existe una mayor aplicación de poder de mercado.

En el caso analizado, al incorporar la posibilidad de inversión en centrales hidráulicas

y centrales a carbón, se ve que los precios disminuyen en los períodos donde se incorporan dichas centrales, pero debido a que la mayoría de las inversiones se realizan en una pequeña ventana de tiempo, el comportamiento posterior a la inversión por parte de las compañías generadoras es similar al de Murto y Ventosa, donde se observa un aumento constante de los precios.

Otro punto a considerar, es el efecto del pago por potencia en los precios del mercado y en el beneficio de los agentes que lo conforman. En este trabajo se considera que son los clientes quienes remuneran la potencia a las empresas generadoras, hecho que afecta considerablemente en el bienestar de estos ya que el pago que realizan por potencia, no se ve compensado en precios mucho menores que efectivamente les resulte rentable. Es por eso que resulta importante poder continuar esta investigación en la búsqueda de valorizar cuanto es lo que realmente los clientes valoran un aumento en la capacidad del sistema, porque como se viera, lo que los clientes ganan a causa de precios de energía menores no es suficientemente atractivo.

En el caso de un mercado altamente hídrico como es el chileno, las situaciones de sequías extremas o de desabastecimiento de los combustibles necesarios, ponen a los clientes en una disyuntiva sobre si remunerar la potencia es efectivamente rentable para ellos. Esta decisión va a depender únicamente de que el costo de las restricciones de energía supere al costo de remunerar la potencia menos el beneficio que se obtiene por la baja de precios provocada por la remuneración de la capacidad instalada.

Ahora si se considera el mercado como un todo, tomando los clientes y productores de energía, se observó que la aplicación del pago por potencia es beneficiosa, debido a que el pago por potencia es efectuado por los clientes pero al mismo tiempo es recibido por los productores. Esto provoca que el beneficio social total, sea superior, porque el beneficio que obtienen los consumidores al existir menores precios es superior a lo que los productores dejan de recibir por generar una mayor cantidad de energía.

Sin embargo, este estudio muestra que dicha diferencia es muy pequeña en comparación con la cantidad de dinero que genera el mercado. Si además se suma los costos de implementar dicho pago, los cuales no están considerados en esta tesis, se podría concluir que no sería óptimo aplicar dicho pago. Es por esto que resulta necesario extender esta línea de investigación en la búsqueda de otros factores que permitan identificar mejor los beneficios económicos del pago por potencia.

Respecto a la curva de demanda, existen dos supuestos que deben ser discutidos. En primer lugar, la forma en como se seleccionan los puntos ancla para la construcción de ésta y en segundo lugar la forma como se distribuye la demanda entre los distintos productores.

Dado que no se tiene la disposición a pagar de los clientes para cada una de las condiciones de demanda, en esta investigación se construyó la curva en base a las elasticidades y a un denominado “punto ancla”. Este punto corresponde al precio promedio para una determinada condición de demanda, que se ha considerado que corresponde a la demanda media de cada bloque obtenido de la curva de duración real del sistema.

Los precios para las demandas medias consideradas aquí, se obtienen de

estimaciones que se realizan hoy en base a un sistema que se encuentra funcionando en régimen normal. Claramente la situación a la que se enfrenta hoy en día presenta precios que no pueden ser incorporados en el modelo ya que son una excepción debido al crítico escenario energético que vive actualmente Chile. Sin embargo, se consideraron también otros puntos ancla observando comportamientos del mercado similares, pero a precios menores o superiores dependiendo el caso. A modo de ejemplo, en el Anexo E se presenta un caso donde se han modificado los valores del punto ancla, observando que la dinámica del mercado en lo que respecta a capacidad instalada, inversiones, excedentes, etc., tiene el mismo comportamiento pero los precios observados de la energía son mayores.

Respecto a la distribución de la demanda entre los productores de energía, en esta investigación se consideró que toda la energía demandada se reparte entre los distintos productores, pero es sabido que en los mercados de energía eléctrica esto realmente no sucede porque existen contratos bilaterales entre los productores y consumidores. Estos contratos toman parte de la demanda y se la adjudican a un solo productor, por lo que la porción de energía a la que puede entrar a competir un nuevo entrante es mucho menor, porque las empresas establecidas saben a priori que poseen una cantidad de energía a producir asegurada, que no podrá ser arrebatada por un potencial entrante. A primera vista esto no necesariamente significaría una barrera de entrada, dado que las empresas entrantes podrían postular a las licitaciones y llevarse parte de estos contratos, pero el riesgo al que se ven enfrentadas las empresas entrantes es mayor que la de las establecidas.

Lo anterior se explica debido a que las empresas establecidas poseen una mayor cantidad de centrales instaladas con las cuales pueden respaldar la energía contratada en caso de que se presente un inconveniente y deban parar la máquina con la cual estipularon el contrato. En cambio un entrante que decide instalar una unidad generadora para establecer un contrato con un cliente libre, queda en una peor situación ante una falla no programada, debido a que éste deberá salir a comprar energía al mercado Spot, ateniéndose a precios más altos que puedan causar el fracaso del negocio.

Debido a la complejidad que significa representar el mercado de los contratos, esta investigación no los incorpora, pero permite que la plataforma de la modelación se utilice para que una investigación posterior se enfoque netamente a poder estudiar la situación de los contratos.

8 Conclusiones y Recomendaciones

En este estudio se implementó un modelo que utiliza teoría de juegos, con el cual se pudo analizar el comportamiento de los agentes del mercado eléctrico, respecto de cómo realizan sus decisiones de inversión en capacidad. El estudio permitió diagnosticar el escenario al cual se enfrenta un potencial entrante en un mercado oligopólico y como reaccionaría éste ante distintas situaciones de mercado. Además se estudió como las empresas establecidas modifican sus decisiones ante la existencia de un potencial entrante.

Se pudo observar que las empresas generadoras, actuando bajo un mercado liberalizado, aplican estrategias de generación de energía donde se obtienen precios superiores a los costos reales de operación, actitud en la que finalmente también se ve involucrado el entrante.

También se puede concluir, que pese a que el entrante posea desventajas respecto de las otras empresas, siempre existe una alternativa para poder incorporarse al mercado, pudiendo decir que los casos estudiados corresponden a una situación de entrada acomodada según la clasificación de Bain (Bain, 1956), ya que siempre le resulta más rentable a las empresas existentes permitir la entrada de un nuevo entrante que generar una mayor cantidad de energía con el fin de evitar la entrada de éste.

Sin embargo, los casos estudiados muestran que la situación más desfavorable para el entrante respecto de sus competidores, es cuando éstos poseen costos de inversión menores. La diferencia en la capacidad instalada entre el entrante y los establecidos es muy superior en este caso, en comparación con el caso en el que los costos de operación

son menores así como cuando el entrante se encuentra imposibilitado de invertir en centrales hidroeléctricas.

Otro aspecto importante observado en este estudio corresponde al impacto del pago por potencia en la dinámica del mercado. En primer lugar el pago por potencia disminuye el precio de la energía, pero el pago que deben realizar los consumidores por la potencia conlleva a que el precio final del abastecimiento de energía eléctrica, denominado precio monómico, sea superior. Esto lleva a que el bienestar de los clientes sea inferior para todos los casos, debido a que la cantidad que pagan por potencia es superior al beneficio que obtienen por una baja en el precio de la energía.

Por otro lado, el bienestar social de todo el mercado (clientes y productores) es mayor, debido a que el pago que realizan los clientes llega a manos de los productores, sin embargo es muy pequeño el aumento, por lo que no justificaría la aplicación de esta metodología, ya que sólo aplicarla tendría costos de implementación que superarían a los beneficios obtenidos con ésta.

Sin embargo, éste estudio contempla sólo el efecto del pago por potencia en los precios y cantidad de energía generada en el sistema, por lo que al agregar la valorización que poseen los clientes respecto a la seguridad que un mayor número de unidades generadoras aportan, el pago por potencia podría ser beneficioso.

Respecto al efecto que el pago por potencia tiene en el comportamiento del entrante, se pudo observar que para todos los casos simulados, éste siempre invierte sobre un 20% más de lo que realiza sin la existencia de dicho pago. Esto claramente beneficia a un potencial entrante, pero también ayuda a diversificar la matriz energética ya que las empresas establecidas, quienes poseen ventajas en los recursos hídricos, no se encuentran muy motivadas a invertir en otro tipo de tecnología.

Dadas las limitaciones del modelo y las inquietudes que se generaron a lo largo de este trabajo, se propone una serie de mejoras que permitan describir de mejor forma la manera en que los agentes del mercado de la generación de energía interactúan.

Dentro de las futuras investigaciones que se pueden realizar, se destacan las siguientes:

Representación del riesgo asociado a la variabilidad hidrológica: Utilizando herramientas de programación dinámica estocástica se podrían incorporar centrales de embalse que regulen la cantidad de agua anual.

Simulación de contratos bilaterales por venta de energía: Teniendo información existente de los procesos de licitación de energía, se podría reestructurar la demanda considerada en este trabajo, tomando como dato que parte de la energía consumida corresponde a contratos que le pertenecen sólo a algunas empresas.

Valorización de la seguridad de abastecimiento: Se puede también analizar cuánto es el valor que le asignan los clientes a cada unidad de potencia adicional instalada.

Bibliografía

- Altamiras, C. (2002). Pago por capacidad vía opciones financieras. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Arellano, M. S. (2002.). "Diagnosing Market Power in Chile's Electricity Industry" Escuela de Economía Pontificia Universidad Católica
- Bain, J. S. (1956). Barriers to new competition, their character and consequences in manufacturing industries. Cambridge: Harvard University Press.
- Bain, J. S. (1959). Industrial organization. New York: Wiley.
- Botterud, A., Ilic, M., & Wangensteen, I. (2005). Optimal investments in power generation under centralized and decentralized decision making. Power Systems, IEEE Transactions on, 20(1), 254-263.
- CDEC-SIC. (2007). from www.cdec-sic.cl
- Chuang, A. S., Wu, F., & Varaiya, P. (2001). A game-theoretic model for generation expansion planning: problem formulation and numerical comparisons. Power Systems, IEEE Transactions on, 16(4), 885-891.
- Demsetz, H. (1982). Barriers to Entry. The American Economic Review, 72(1), 47-57.
- Dirkse, & Ferris. (1992). PATH. Madison: University of Wisconsin
- Dixit, A. (1979). A Model of Duopoly Suggesting a Theory of Entry Barriers. The Bell Journal of Economics, 10(1), 20-32.
- Dixit, A. (1980). The Role of Investment in Entry-Deterrence. The Economic Journal,

- 90(357), 95-106.
- Fudenberg, D., & Tirole, J. (2002.). "Game Theory" . Massachusetts: MIT Press
- Gan, D., & Bourcier, D. (2002). "A single-period auction game model for modeling oligopolistic competition in pool-based electricity markets" Paper presented at the Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE
- Green, R., & Newbery, D. (1992). "Competition on the British electricity spot market" *Journal of Political Economy.* , 100(5), 29-53.
- Hobbs., B. F. (1999.). "LCP Models of Nash-Cournot Competition in Bilateral and POOLCO-Based Power Markets". Paper presented at the IEEE Winter Power Meeting.
- Kelman, R., Barroso, L. A. N., & Pereira, M. V. F. (2001). "Market power assessment and mitigation in hydrothermal systems Power Systems" *IEEE Transactions* 16(3), 354-359.
- Montero, J., & Rudnick, H. (2001). Precios eléctricos flexibles. *Cuad. econ*, 38(113), 91-109.
- Moyano, F. (2002). Pago por capacidad considerando disponibilidad de centrales eléctricas., Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Oren, S. (2007). Generation Adequacy: Theory, Alternatives and International Experience. Conferencia realizada en la Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Paredes, R. T., J (Ed.). (2006). Organización Industrial para la estrategia empresarial (Second ed.): Pearson Educación.
- Perez, J., Jimeno, J. L., & Cerdá, E. (2004). Teoría de Juegos: Pearson Prentice Hall.
- Pineau, P., & Murto, P. (2003). An Oligopolistic Investment Model of the Finnish Electricity Market. *Annals of Operations Research*, Volume 121(1), 123-148.
- Rutherford, T. (1993). MILES. Boulder: University of Colorado.
- Taylor, T., & Schwarz, P. (1990). The Long-Run Effects of a Time-of-Use Demand Charge. *Rand Journal of Economics*, 21(3), 431-435.
- Tirole, J. (1988). The theory of industrial organization. Cambridge, Mass.: MIT Press.
- Ventosa, M., Baíllo, A., & Ramos, A. (2005). Electricity market modeling trends. *Energy Policy* 33(7), 897-913.
- Ventosa, M., Denis, R., & Redondo, C. (2002). Expansion Planning in Electricity Markets. Two Different Approaches. Paper presented at the PSCC.
- Villar, J., & Rudnick, H. (2003). "Hydrothermal Market Simulator Using Game Theory: Assessment of Market Power" *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(1), 91-98.
- Voropai, N. I., & Ivanova, E. Y. (2002, Nov, 4-6). A Game Model for Electric Power System Expansion Planning in the Liberalized Environment. Paper presented at the Med power, Athens, Greece.
- Watts, D., & Rudnick, H. (2002). "Market Power and Competition in a Hydrothermal System" *PowerCon 2002 IEEE-PES/CSEE International Conference on Power System Technology*

Anexo A. El Sistema Interconectado Central (SIC)

El Sistema Interconectado central corresponde al principal sistema eléctrico del país. Localizado desde Taltal, en el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé, abastece aproximadamente el 90% de la demanda por energía del país.

El SIC se caracteriza por tener un parque generador hidro-térmico, donde existe una predominación clara de la hidroelectricidad, representando ésta aproximadamente el 53 % de la capacidad instalada total.

A continuación se describen las características principales del Sistema Interconectado central.

1. Matriz Energética del Sistema Interconectado Central

Tal como se observa en la Tabla 9-1, el Sistema Interconectado Central se encuentra muy poco diversificado, debido a que las centrales hidráulicas de pasada y las centrales térmicas que dependen del gas natural corresponden a más del 80% de la capacidad total del sistema⁴.

Tipo de Combustible	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Pasada	1,358.4	15.02 %
Embalse	3,443.4	38.08 %
vapor-licor negro	73.0	0.81 %
vapor-carbón	837.7	9.26 %
gas-diesel	506.1	5.60 %
gas-IFO 180	64.2	0.71 %
ciclo-abierto gas natural	782.3	8.65 %
vapor-des.forest.	117.9	1.30 %
ciclo-combinado gas natural	1,783.6	19.73 %
derivado del petróleo	75.0	0.83 %
Potencia Total Instalada	9,041.6	100.00 %

Tabla 9-1. Matriz energética del SIC

Esta es la causa principal del problema energético que se vive en Chile, debido a que las restricciones de gas natural provenientes desde Argentina dejan al sistema en una situación muy inestable.

En la Tabla 9-2 se puede observar claramente la cantidad de potencia instalada que depende de la hidroelectricidad. Es por eso que para sistemas como el SIC es fundamental poder tener buenas metodologías para el manejo del recurso hídrico.

Tipo de Central	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Termoeléctrica	4,239.9	46.89 %
Hidroeléctrica	4,801.8	53.11 %
Potencia Total Instalada	9,041.6	100.00 %

Tabla 9-2. Capacidad Instalada por Tipo de Central

2. Empresas integrantes del SIC

El SIC se caracteriza por ser un mercado centralizado donde un pequeño grupo de empresas poseen una gran cantidad de la potencia total instalada. Específicamente las empresas Endesa, Colbún y Gener junto con sus holdings representan más del 85% de la capacidad instalada del sistema.

⁴ Datos obtenidos de la CNE para el año 2007

Empresa Operadora	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
ABAUCCO GENERACION S.A.	177.8	1.97%
GENER S.A.	902.2	9.98%
COLBUN S.A.	1,894.0	20.95%
ENDESA	2,761.7	30.54%
GUACOLDA S.A.	304.0	3.36%
PANGUE S.A.	467.0	5.16%
PEHUENCHE S.A.	623.0	6.89%
S.E. SANTIAGO S.A.	379.0	4.19%
SAN ISIDRO S.A.	610.0	6.75%
INNERGY S.A.	120.0	1.33%
IBENER S.A.	124.0	1.37%
ACONCAGUA S.A.	100.9	1.12%
PETROPOWER S.A.	75.0	0.83%
PILMAIQUEN S.A.	39.0	0.43%
PULINQUE S.A.	48.6	0.54%
H.G. VIEJAY M. VALPO.	58.3	0.64%
OTRAS	357.1	3.95%
Potencia Total Instalada	9,041.6	100.00%

Tabla 9-3. Capacidad Instalada por Empresa

3. Mercados de transacción de energía en el SIC

En el Sistema interconectado Central se pueden distinguir tres mercados distintos donde se transa la generación de energía; el mercado spot, el mercado de clientes libres y el mercado de distribución.

1.1 Mercado Spot

Todas las empresas que operan en sincronismo con el sistema pertenecen al mercado Spot. Éstas cuentan con un centro de despacho de carga, denominado CDEC, quien es el encargado de coordinar el despacho físico de la energía.

Todas las transacciones son realizadas a un determinado precio, cuyo cálculo se encuentra definido por ley. Las empresas generadoras pueden vender la energía que producen a un valor calculado por el CDEC, el cual corresponde al costo marginal del sistema en el instante correspondiente.

Así también las empresas pueden vender sus excedentes de potencia, los cuales son valorizados al precio de nudo de la potencia.

1.2 Mercado de clientes libres

En este mercado, son los clientes quienes determinan una cantidad de energía a un precio determinado mediante una negociación directa con las empresas generadoras de energía, no viéndose afectados a la regulación. Dichos acuerdos se validan mediante contratos comerciales.

1.3 Mercado de distribución

El mercado de distribución lo constituyen los clientes regulados y las respectivas empresas concesionadas de distribución. Su operación está regulada y restringida a las áreas de concesión con tarifas fijadas por la autoridad cada cuatro años, en base a los costos medios de una empresa ideal o modelo.

El precio de venta de electricidad corresponde a la suma del precio de nudo de la barra de retiro respectiva más el Valor Agregado de Distribución (VAD).

El precio de nudo es determinado por la Comisión Nacional de Energía y es definido para todas las subestaciones desde las cuales se realiza suministro, precio que a futuro será determinado por licitaciones de las distribuidoras.

Este precio posee dos componentes: el precio de la energía y el precio de la potencia de punta.

a) Precio nudo de la energía:

Con la finalidad de mantener un precio de la energía lo más estable posible, pero que se modifique de acuerdo a como varía el mercado, éste se calcula cada seis meses, tomando un promedio de los costos marginales esperados del sistema de los próximos 4 años.

Para realizar esto, se consideran proyecciones de la demanda, precio de los combustibles de las centrales, nivel de reservas de agua de los embalses, plantas generadoras en construcción y un determinado plan de expansión también desarrollado por la CNE. Finalmente se ajustan los precios modelados a una banda definida por el promedio del precio de los contratos de clientes libres.

b) Precio nudo de la potencia:

Este precio corresponde al costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

Anexo B. Duración y Potencia Media de los Bloques de Demanda

1. Determinación de bloques de demanda.

Tal como se mencionó en el capítulo 3.1.2.1, para poder determinar la demanda en los distintos períodos se utilizarán dos bloques, los que corresponden al período de demanda de punta y período de demanda fuera de punta.

Para poder definir los bloques de demanda se ha considerado el consumo horario de todos los días del año para el Sistema Interconectado Central. Con esta información se construyó la curva de duración del sistema y con la ayuda de un Software desarrollado por la empresa Systep Ingeniería y Diseños, se aproximó dicha curva de duración a dos bloques que se muestran en la Tabla 9-4.

Bloque I (Período Fuera de Punta)	
Demanda Bruta Media [MWh]	4140
Duración [Hrs]	3898
Bloque II (Período de Punta)	
Demanda Bruta Media [MWh]	5363
Duración [Hrs]	4862

Tabla 9-4. Duración y Demanda Bruta de los bloques utilizados

Aquí se observa que el primer bloque (período de punta) se conforma de 3898 horas al año y el segundo bloque (período fuera de punta) se conforma de 4862 horas al año.

2. Curvas de demanda para cada bloque

Tomando como referencia los Cmg medios anuales estimados para cada uno de los bloques se puede construir las correspondientes curvas de demanda. La Tabla 9-5 detalla ambas curvas de demanda.

Cálculo de Demanda media para ambos bloques	
Demanda esperada anual (GWh)	42213
Duración bloque 2 (hrs)	4862
Duración bloque 1 (hrs)	3898
Bloque 2 (Período punta)	
Demanda Bruta Media	5363
Precio referencia (US\$/MWh)	85
Elasticidad de demanda	1
A	170.00000
B	0.0158
Bloque 1 (Período fuera de punta)	
Demanda Bruta Media	4140
Precio referencia (US\$/MWh)	55
Elasticidad	0.5
A	165
B	0.0266

Tabla 9-5. Curvas de demanda modeladas

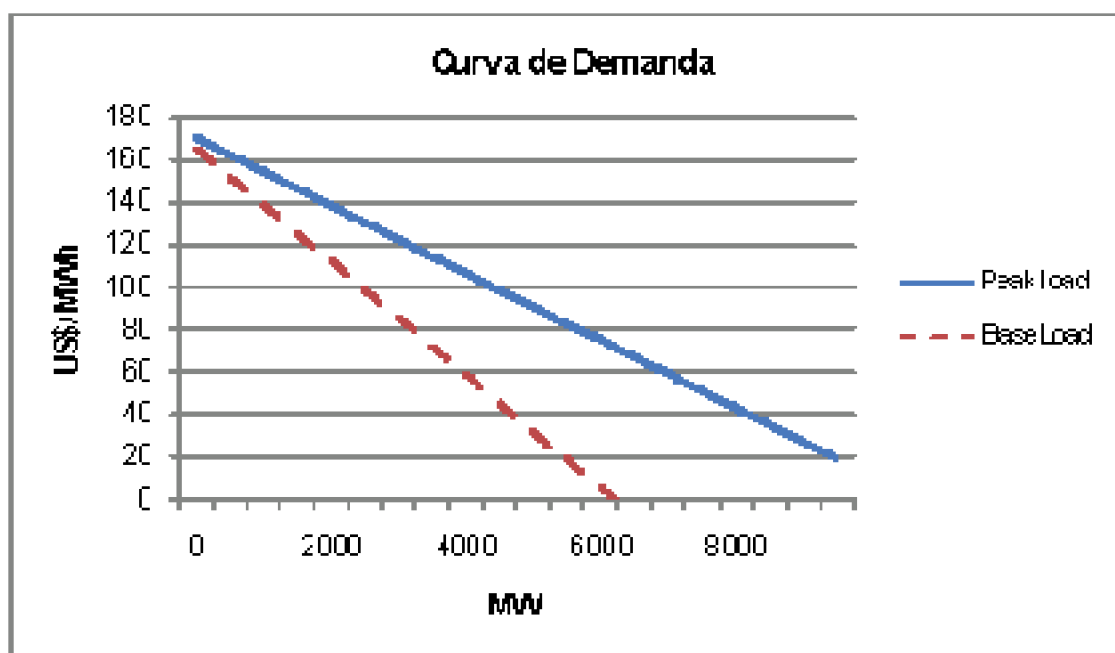


Figura 9-1. Curvas de Demanda utilizadas

Anexo C. Cálculo de Potencia de Suficiencia

1. Metodología de Cálculo

La metodología aquí descrita corresponde a la señalada en el decreto supremo N°62 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstitución, publicado en el Diario Oficial en Junio del año 2006.

En este decreto se define como “Potencia de Suficiencia” a la potencia que cada unidad generadora aporta a la Suficiencia de Potencia del sistema o subsistema. A partir de dicha potencia, se determina la remuneración que resulte de las transferencias de potencia para cada generador.

Dentro de la asignación de Potencia de Suficiencia, se establecen tres etapas; Potencia Inicial, Potencia de Suficiencia Preliminar y Potencia de Suficiencia Definitiva, descritas a continuación.

1. 4 Potencia Inicial

La Potencia Inicial corresponde a la potencia que cada unidad generadora puede entregar al sistema, incorporando la incertidumbre asociada a la disponibilidad del insumo principal de generación.

El cálculo de dicho valor, depende del tipo de tecnología utilizada para la generación de Energía. Debido a esto se describe de forma separada para cada una de las tecnologías relevantes.

a) Centrales Térmicas

Las centrales térmicas no se ven afectadas por la aleatoriedad de la variable hidrológica, pero si dependen de el abastecimiento de combustible. Dependiendo del tipo, alternativas de combustible y alternativas de proveedores, el Cálculo de la Potencia Inicial es el siguiente:

Art 29. “En caso que un Insumo principal de generación sea suministrado desde redes o sistemas de transporte internacional como gasoductos o poliductos, la Potencia Inicial se determinará en base a la menor disponibilidad media anual observada, para los últimos 5 años anteriores al año de cálculo, para cada unidad generadora en forma independiente.”

Art 30. “Las unidades generadoras que declaren capacidad de respaldo a través de la operación con Insumo Alternativo, serán representadas como una unidad generadora equivalente a partir de las características de operación que posee cada unidad con el Insumo Principal y Alternativo, según corresponda.”

Art 31. A las unidades generadoras que estén afectas a la menor disponibilidad a que se refieren los artículos precedentes, y que no posean capacidad de respaldo, se les determinará la Potencia Inicial como la potencia Máxima asociada al Insumo Principal, ponderada por la disponibilidad de dicho insumo.

A las unidades generadoras que estén afectas a la menor disponibilidad señalada, pero que posean capacidad de respaldo, se les determinará la Potencia Inicial, igual a la Potencia Máxima asociada al Insumo Principal ponderada por la disponibilidad de dicho insumo, más la potencia Máxima asociada al Insumo Alternativo ponderada por uno menos la disponibilidad del Insumo Principal antes indicada.

Art 32. “Las unidades generadoras que se incorporen al sistema, y cuyo abastecimiento de su Insumo Principal se efectúa a través de redes de transporte internacionales como gasoductos o poliductos, serán representadas en el primer año de cálculo considerando una disponibilidad media anual para su Insumo Principal, igual al promedio de las disponibilidades medias anuales del Insumo principal de las unidades existentes en el sistema, con características de abastecimiento similares a la unidad incorporada al sistema.”

Para los años siguientes, la disponibilidad media anual señalada se obtendrá reemplazando sucesivamente la información anual más antigua de las unidades existentes referidas, por la información de la disponibilidad media anual efectiva del Insumo Principal de la unidad generadora incorporada al sistema, manteniendo siempre un período de control de 5 años. A partir del quinto año de ingreso de una unidad generadora, se le aplicará lo indicado anteriormente en el Art 29.

Art 33. “Aquellos insumos de generación que se transan en mercados internacionales y que tienen más de un origen, tales como los derivados del petróleo, carbón térmico, petcoke y gas natural licuado, deberán considerarse de amplia disponibilidad y que, por ende, no presentan incertidumbre respecto de su disponibilidad futura. En virtud de lo anterior, la Potencia Inicial de las unidades generadoras que utilicen alguno de los insumos antes indicados se considerará igual a su potencia máxima”.

b)Centrales Hidroeléctricas

El tratamiento de las centrales hidroeléctricas se ve afecto a la variabilidad hidrológica, debido a esto variables como el tipo de central (embalse, pasada, serie), la capacidad de regulación, la curva de duración del sistema y la Potencia Inicial de las unidades térmicas son muy importantes para el cálculo.

Tomando todo esto en consideración, la Potencia Inicial de cada unidad generadora hidroeléctrica será determinada conforme a las disposiciones establecidas en los artículos descritos a continuación.

Art 39. “En el caso de unidades generadoras hidroeléctricas, con o sin capacidad de regulación, se deberá utilizar la estadística de caudales afluentes correspondiente al promedio de los años hidrológicos de menor energía afluente de la estadística disponible con anterioridad al año de cálculo. Se entenderá como estadística disponible para efectos de la determinación de las transferencias de potencia, la utilizada por el respectivo CDEC en la programación de la operación de las unidades generadoras hidroeléctricas”.

Art 40. “A las unidades generadoras pertenecientes a centrales con capacidad de regulación diaria o superior se les considerará una energía inicial igual al promedio de la energía embalsada al 1 de abril, durante los últimos 20 años, incluido el año de cálculo”.

Se entenderá que una unidad generadora hidroeléctrica posee capacidad de regulación diaria o superior, cuando la capacidad máxima de su embalse y caudal afluente promedio anual par la condición hidrológica establecida en el artículo 39, permiten que la unidad generadora opere a Potencia Máxima por al menos 24 horas.

Art 41. “Las centrales cuya capacidad de regulación sea insuficiente para generar su Potencia Máxima por al menos 24 horas, se denominarán centrales con capacidad de regulación intra diaria. Se entenderá que una unidad generadora hidroeléctrica posee capacidad de regulación intradiaria cuando la capacidad máxima de su estanque más la potencia afluente promedio anual para la condición hidrológica establecida en el Artículo 39, es suficiente para que la unidad generadora opere por al menos 5 horas consecutivas con una potencia igual o menor a su potencia máxima”.

A las unidades generadoras pertenecientes a centrales con capacidad de regulación intra diaria se les considerará su capacidad de regulación, pero no se les considerará la energía inicial.

Art 42. “Para determinar la Potencia Inicial de unidades generadoras que no poseen capacidad de regulación intra diaria, diaria o superior, determinada conforme a los artículos antes mencionados, pero que hacen uso de recursos hidroeléctricos de unidades generadoras con capacidad de regulación ubicadas aguas arriba, se les reconocerá capacidad de regulación en serie, por el porcentaje del caudal afluente

equivalente que es aportado por las referidas centrales con capacidad de regulación”.

Art 43. “La Potencia Inicial de las unidades generadoras hidroeléctricas sin capacidad de regulación será determinada en función de la potencia equivalente al caudal afluente generable promedio anual de la condición hidrológica indicada en el Artículo 39”.

Art 44. “A efectos de determinar la Potencia Inicial del conjunto de unidades generadoras que poseen capacidad de regulación se deberá colocar la Energía de Regulación del conjunto de dichas unidades en la curva de duración del a demanda, preliminar o definitiva, según corresponda”.

Art 45. “De la colocación de la Energía de Regulación de las unidades generadoras que poseen capacidad de regulación, incluidas las unidades con capacidad de regulación en serie, se obtendrá la Potencia Inicial del conjunto de dichas unidades, a distribuir entre las unidades que contribuyen con Energía de Regulación. La señalada Potencia Inicial será prorrateada en función de la Energía de Regulación individual de cada unidad”.

Art 46. “Si como resultado de la prorrata indicada en el artículo precedente, la Potencia Inicial de alguna unidad fuese mayor a su Potencia Máxima, se computará una Potencia Inicial igual a la Potencia Máxima y el resto de las unidades generadoras aumentarán su Potencia Inicial de manera proporcional”.

Art 47. “A las unidades generadoras que se encuentren en serie hidráulica se les aplicarán los mismos procedimientos indicados en los artículos precedentes, correspondiéndoles como caudal regulado la Potencia Inicial de la unidad generadora respectiva que se encuentra aguas arriba, convertida a caudal equivalente promedio anual”.

c)Centrales no Convencionales

Art 35. “La potencia de unidades generadoras cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración, será determinada conforme a los mismos procedimientos de las unidades generadoras térmicas mencionadas anteriormente”.

1. 5 Potencia de Suficiencia Preliminar

Para la etapa de cálculo de la Potencia de Suficiencia Preliminar se utiliza un modelo probabilística determinado por el CDEC, el cual debe considerar, la Potencia Inicial, indisponibilidad, período de mantenimiento y consumos propios, para cada una de las unidades generadoras.

El primer paso para determinar la Potencia de Suficiencia Preliminar, consiste en reducir la Potencia Inicial en un factor proporcional a los consumos propios de cada unidad generadora.

Por consumos propios de una unidad generadora, se entiende la porción de potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de sus servicios auxiliares.

Además de la reducción efectuada debido a los consumos propios también se le debe reducir en un factor proporcional el período de mantenimiento mayor, proyectado o

realizado en cada unidad generadora.

Esto da como resultado una potencia inicial reducida que queda expresada de la siguiente forma:

$$P_{re}^i = P_i^i \times (1 - \text{Consumos Propios}_i) \times (1 - \text{Indisponibilidad Mantenimiento}_i) \quad \text{donde,}$$

P_i^i : Potencia Inicial para la unidad i .

P_{re}^i Potencia Inicial Reducida para la unidad i .

Para el cálculo de la Potencia de Suficiencia Preliminar, también es necesario saber la tasa de indisponibilidad forzada. Ésta es calculada en base al tiempo en que la unidad generadora estuvo en operación y el tiempo en que la unidad generadora estuvo indisponible, para una ventana móvil de 5 años consecutivos, durante todas las horas de cada año.

$$IFOR = \alpha_i = \left[\frac{T_{OFF}}{T_{ON} + T_{OFF}} \right] \quad (10.2)$$

donde,

IFOR: Tasa de indisponibilidad forzada

TOFF: Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra indisponible, ya sea por desconexión forzada o programada para una ventana móvil de 5 años. Considera el tiempo acumulado en los períodos de mantenimiento que excedan al periodo definido en el programa de mantenimiento mayor vigente al comienzo de cada año.

TON: Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra en operación, independiente del nivel de despacho, para una ventana móvil de 5 años.

Ahora con estos datos, la Potencia de Suficiencia preliminar de cada unidad generadora se obtendrá mediante un análisis probabilístico, evaluando el valor esperado de la potencia que ella aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta. La Suficiencia de Potencia del sistema se entenderá igual a uno menos LOLP_{dm}.

A continuación se muestra un ejemplo del modelo probabilístico de cálculo de la Potencia de Suficiencia Preliminar.

1.6 Potencia de Suficiencia Definitiva

La Potencia de Suficiencia definitiva de una unidad generadora corresponderá a la Potencia de Suficiencia preliminar, obtenida anteriormente, escalada por un factor único para todas las unidades generadoras, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia definitiva de las unidades generadoras de cada sistema o subsistema sea igual a la Demanda de Punta cada subsistema o sistema, según corresponda.

La fórmula de dicho escalamiento es la siguiente:

$$PF_i = \left[\frac{PFP_i}{\sum PFP_j} \right] \cdot D_{\max} , \text{donde} \quad (10.4)$$

PF_i : Potencia firme de la unidad i.

PFP_i : Potencia firme preliminar de la unidad i.

$D_{\max}$: Demanda Máxima

Anexo D. Parámetros de las distintas posibilidades de Inversión

Tecnología	Potencia de suficiencia preliminar [% Potencia Nominal]	Inversión [MMUS\$/MW]	Vida Útil [años]
Gas	50%	1.5	40
Pasado	50%	1.5	40
Petrolio	50%	1.5	40
Petrolio Diesel	70%	0.5	25
Biomasa Litor Negro, Petróleo N°E	70%	0.7	25
Carbón	30%	1.0	20
Gas Natural	20%	0.9	25
Gas L	30%	0.5	25
Esechos prestales	50%	0.7	25
Eólica	30%	1.7	20
Geotermia	30%	1.7	25

Tabla 9-6. Costos medios de inversión

Anexo E. Modelación utilizando otra curva de demanda.

1. Caso VII. Mercado abierto a la entrada considerando otro punto ancla en la construcción de la demanda

1.1 Definición del Caso

En este caso se estudia que modificaciones sufre el mercado simulado cuando se modifica el punto ancla considerado para la construcción de la demanda.

Esta situación es similar al caso uno, pero se considera un precio medio de 100 US\$/MWh para la condición de demanda de punta.

Los nuevos parámetros de la curva de demanda se detallan a continuación:

Cálculo de Demanda media para ambos bloques	
Demanda esperada anual (GWh)	42213
Duración bloque 2 (hrs)	4862
Duración bloque 1 (hrs)	3898
Bloque 2 (Período punta)	
Demanda Bruta Media	5363
Precio referencia (US\$/MWh)	100
Elasticidad de demanda	1
A	200.00000
B	0.0186
Bloque 1 (Período fuera de punta)	
Demanda Bruta Media	4140
Precio referencia (US\$/MWh)	55
Elasticidad	0.5
A	165
B	0.0266

Tabla 9-7. Curvas de demanda modeladas

1.2 Datos de entrada

Corresponden a los mismos datos del Caso I sección 5.2.2, pero se considera un nuevo punto ancla tal como se explicó en la sección anterior.

Los casos se describen tanto para la situación donde no existe limitación en la capacidad hidroeléctrica como para la situación donde si existe dicha limitación.

2. Resultados

2.1 Sin Limitación Hidroeléctrica

2.1.1 Precio

En la Figura 9-2 se observa que debido a la nueva estructuración de la curva de demanda los precios de la energía son levemente superiores.

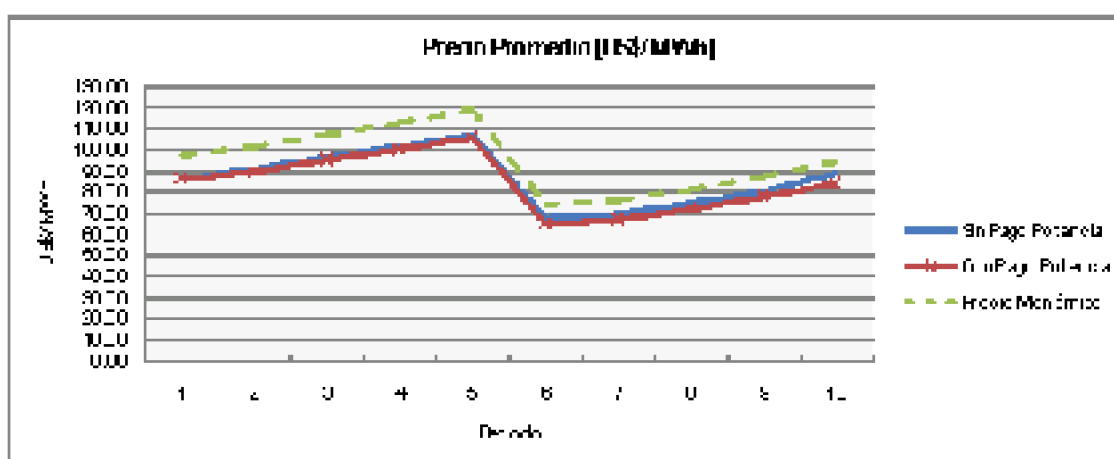


Figura 9-2. Precio promedio "Caso VII"

Al igual que en todos los casos analizados en esta investigación, el pago por potencia provoca una disminución del precio de la energía.

2.1.2 Cantidad de energía generada anual

La cantidad generada para este escenario es casi igual que para el Caso I, sin embargo los precios son mayores debido a la modificación realizada al punto ancla de la curva de demanda. (Ver Figura 9-3 y Figura 9-4)

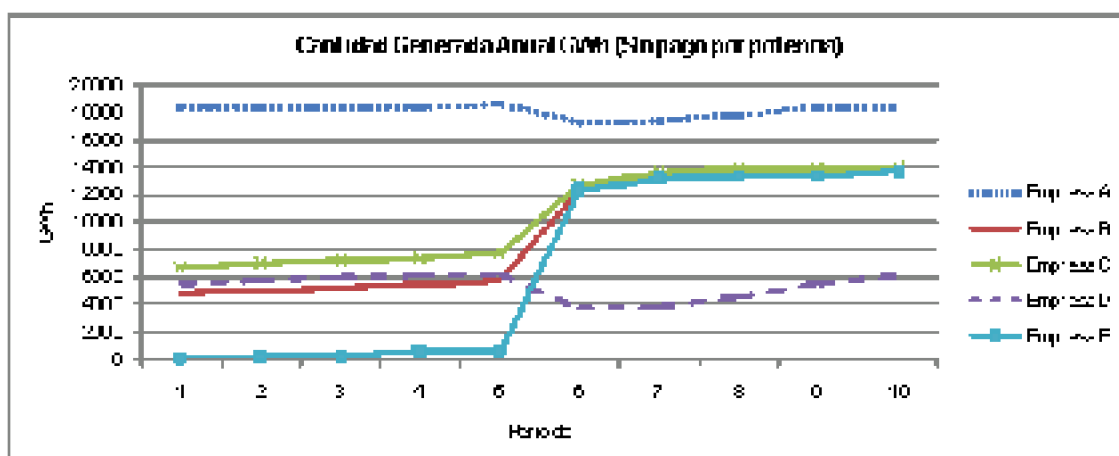


Figura 9-3. Cantidad de energía [GWh] Caso VI (Sin Pago por Potencia)

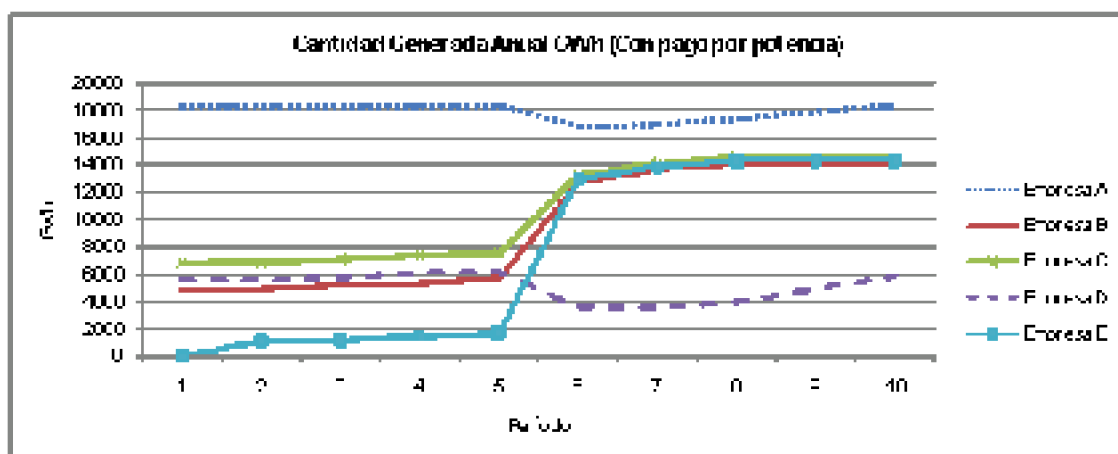


Figura 9-4. Cantidad de energía [GWh] Caso VI (Con Pago por Potencia)

2.1.3 Instalación de Capacidad

La capacidad instalada es muy similar al Caso I, siendo levemente menor para este Caso.

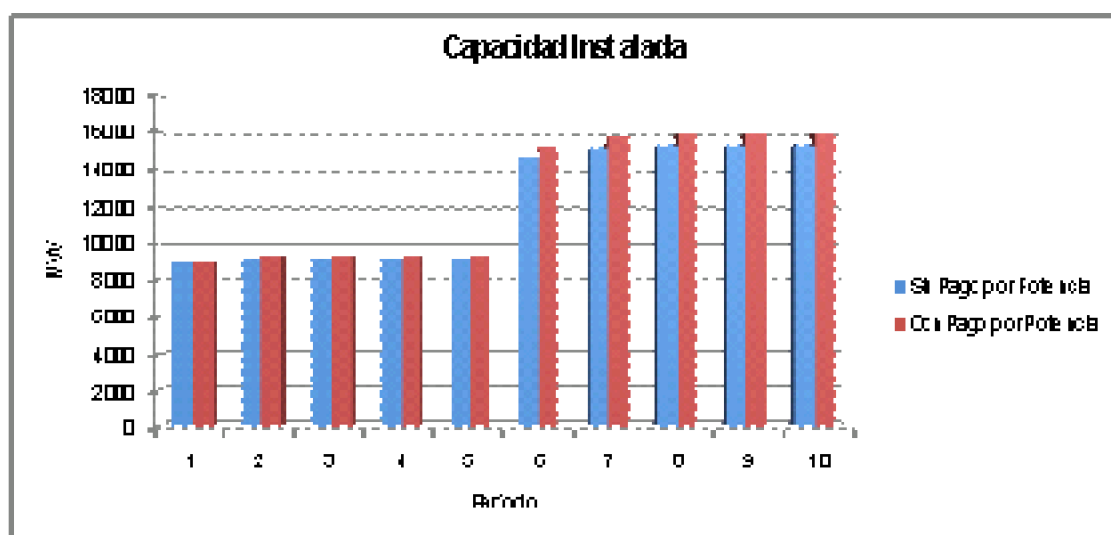


Figura 9-5. Capacidad Instalada Total (Caso VII)

2.1.4 Capacidad Instalada Entrante

Para esta situación se observa un leve aumento en la capacidad instalada por parte del entrante.

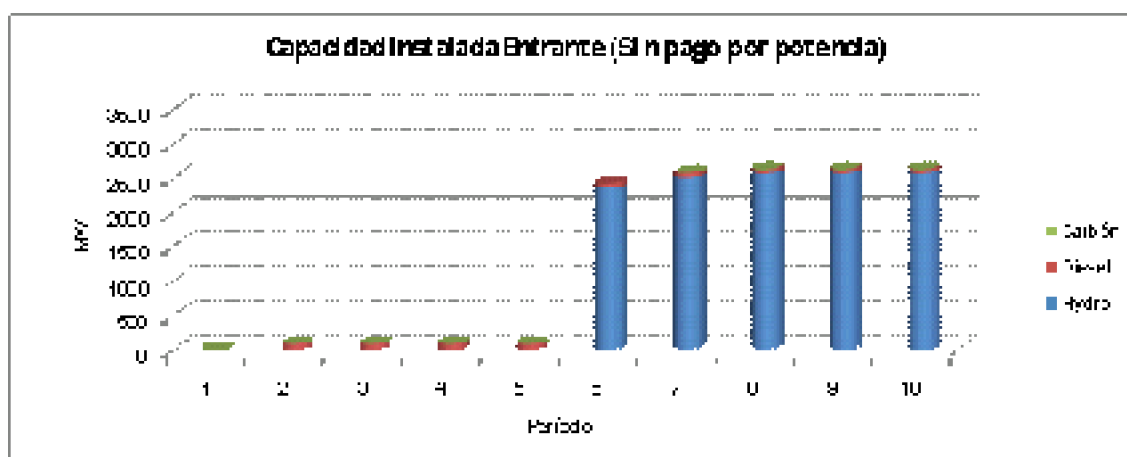


Figura 9-6. Capacidad instalada entrante (sin pago por potencia)

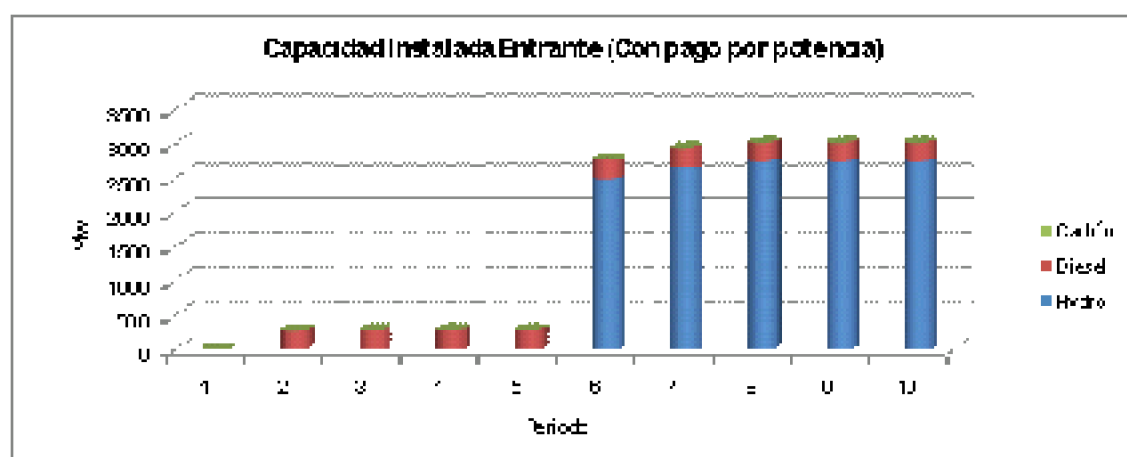


Figura 9-7. Capacidad instalada entrante (con pago por potencia)

2.1.5 Beneficio Social.

Al aumentar la disposición a pagar por parte de los consumidores, también aumenta el beneficio social del sistema, pero el aumento porcentual de aplicar el pago por potencia es prácticamente el mismo.

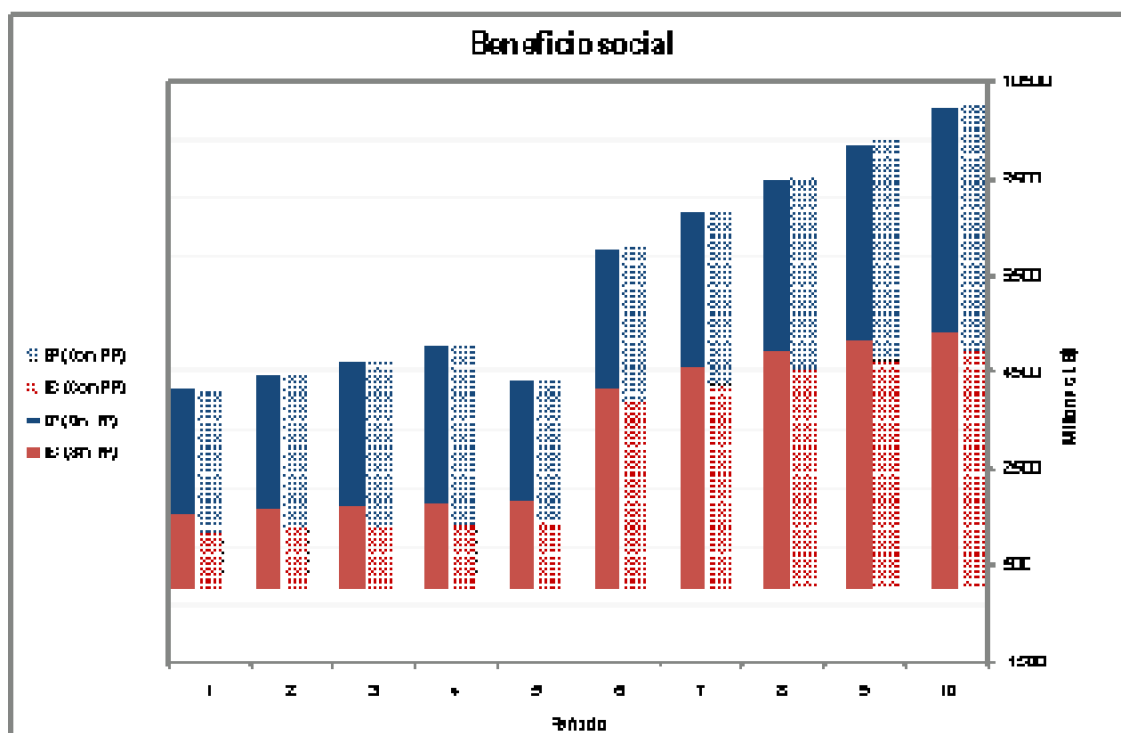


Figura 9-8. Beneficio Social por período (Caso VII)

2.2 Con Limitación Hidroeléctrica

2.2.1 Precio

Nuevamente los precios son levemente superiores en comparación con los del Caso I.

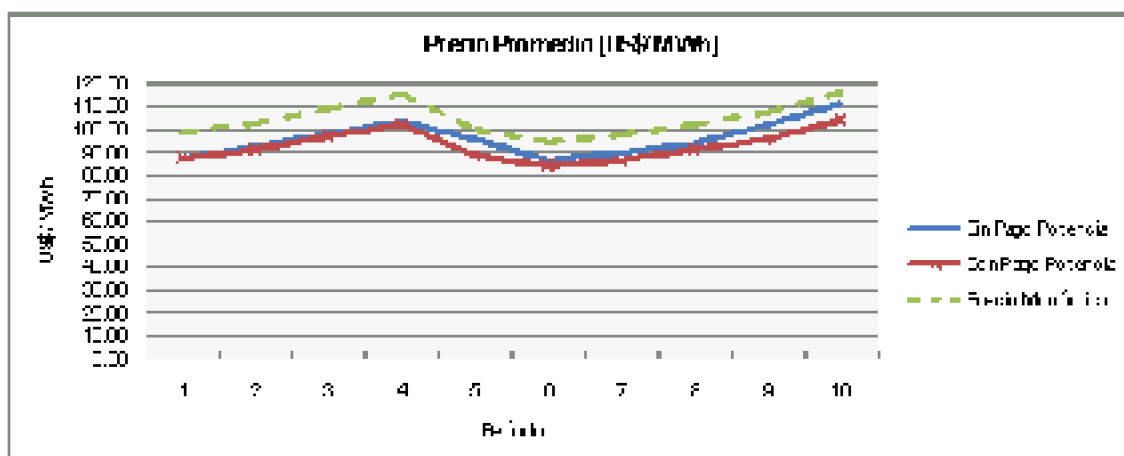


Figura 9-9. Precio promedio "Caso VII"

2.2.2 Cantidad de energía generada anual

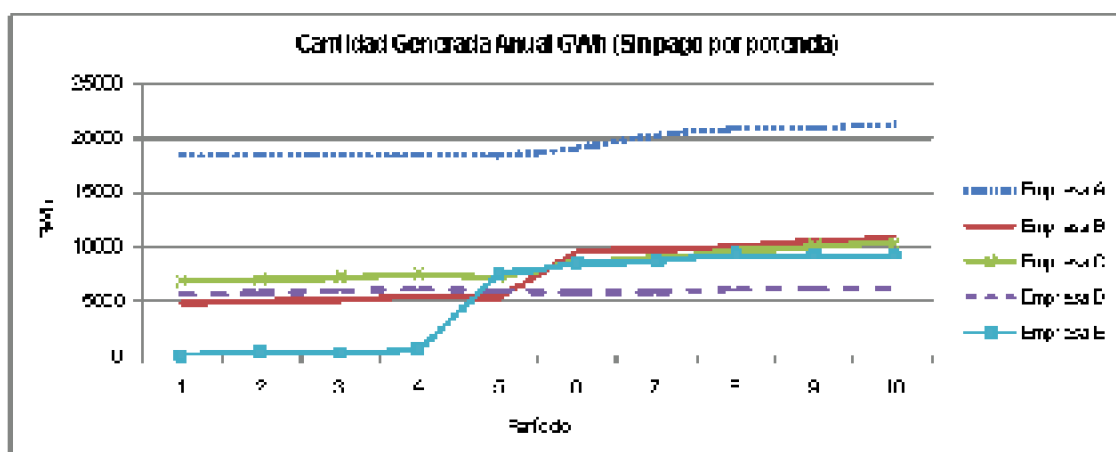


Figura 9-10. Cantidad de energía [GWh] Caso VII (Sin Pago por Potencia)

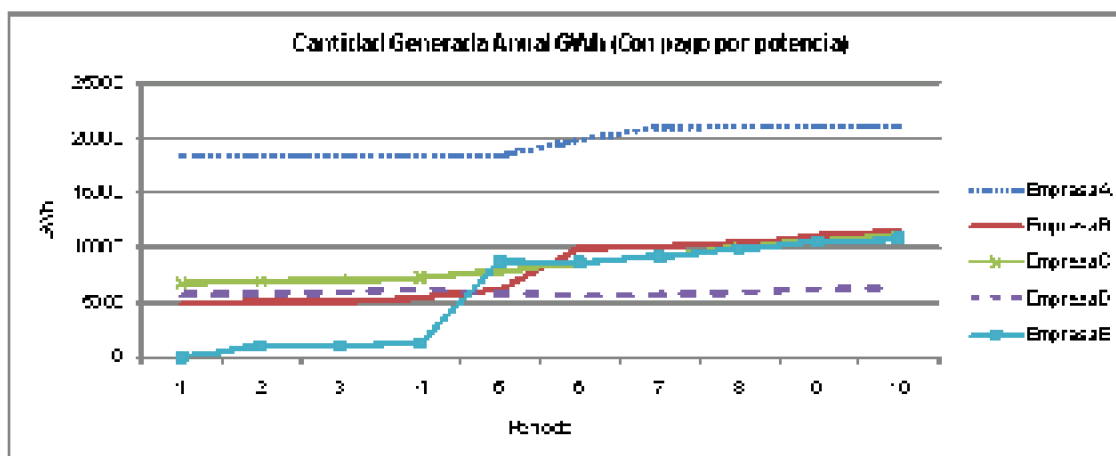


Figura 9-11. Cantidad de energía [GWh] Caso VII (Con Pago por Potencia)

2.2.3 Instalación de Capacidad

La capacidad instalada también es muy similar al Caso I, siendo levemente menor para este Caso.

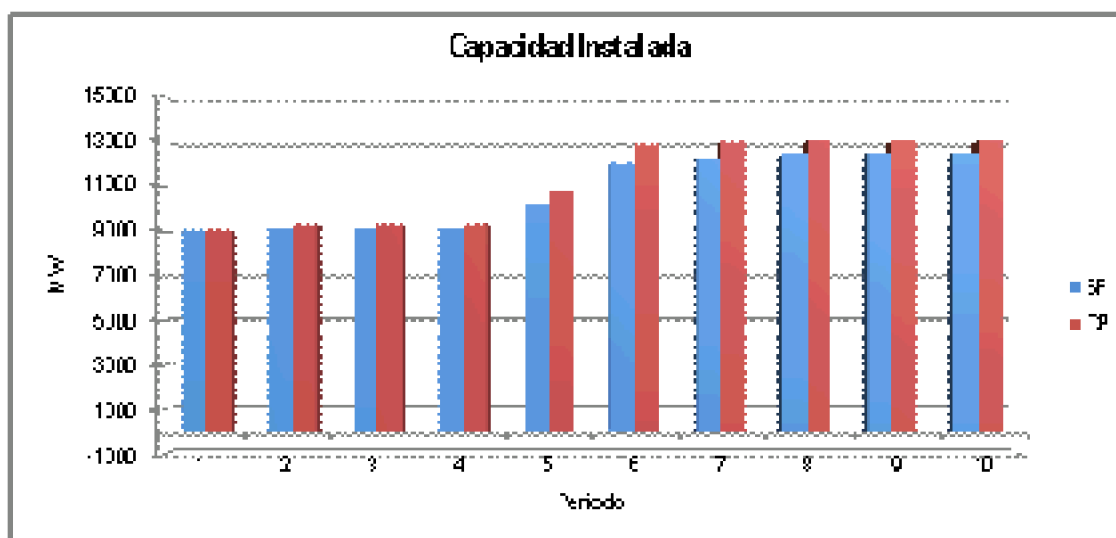


Figura 9-12. Capacidad Instalada Total (Caso VII)

2.2.4 Capacidad Instalada Entrante

Tanto para el caso donde existe pago por potencia como en el que no existe dicho pago, existe un pequeño aumento (5%) respecto del Caso I.

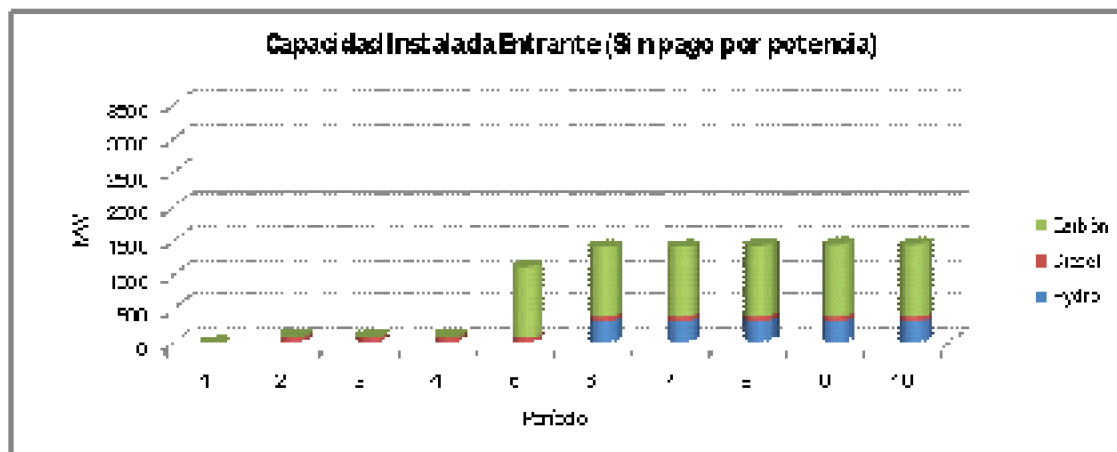


Figura 9-13. Capacidad instalada entrante (sin pago por potencia)

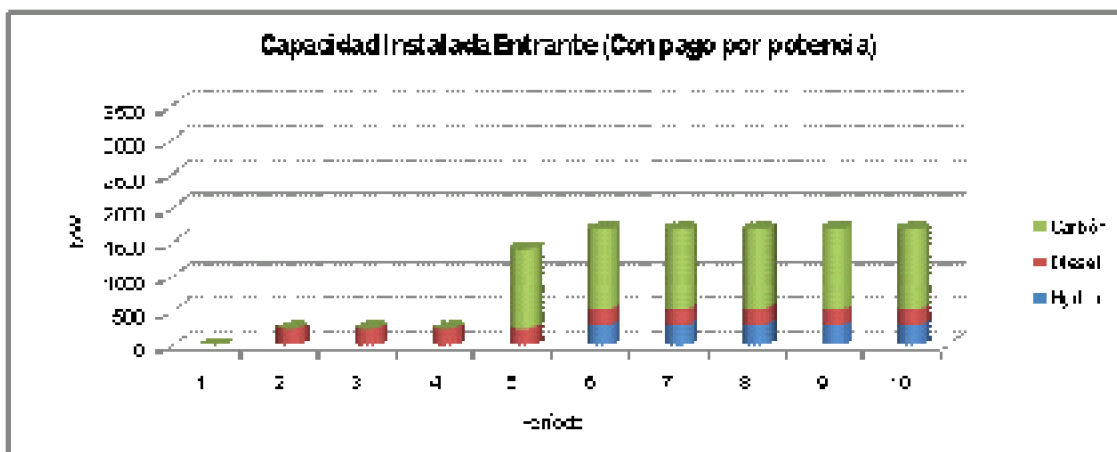


Figura 9-14. Capacidad instalada entrante (con pago por potencia)

2.2.5 Beneficio Social.

Al igual que para el caso donde existe limitación, el cambiar la curva de demanda de la manera que se realizó acá, aumenta la disposición a pagar por parte de los consumidores aumentando con esto el beneficio social del sistema.

Nuevamente el efecto provocado por el pago por potencia en el aumento del bienestar social es casi igual al observado en el Caso I.

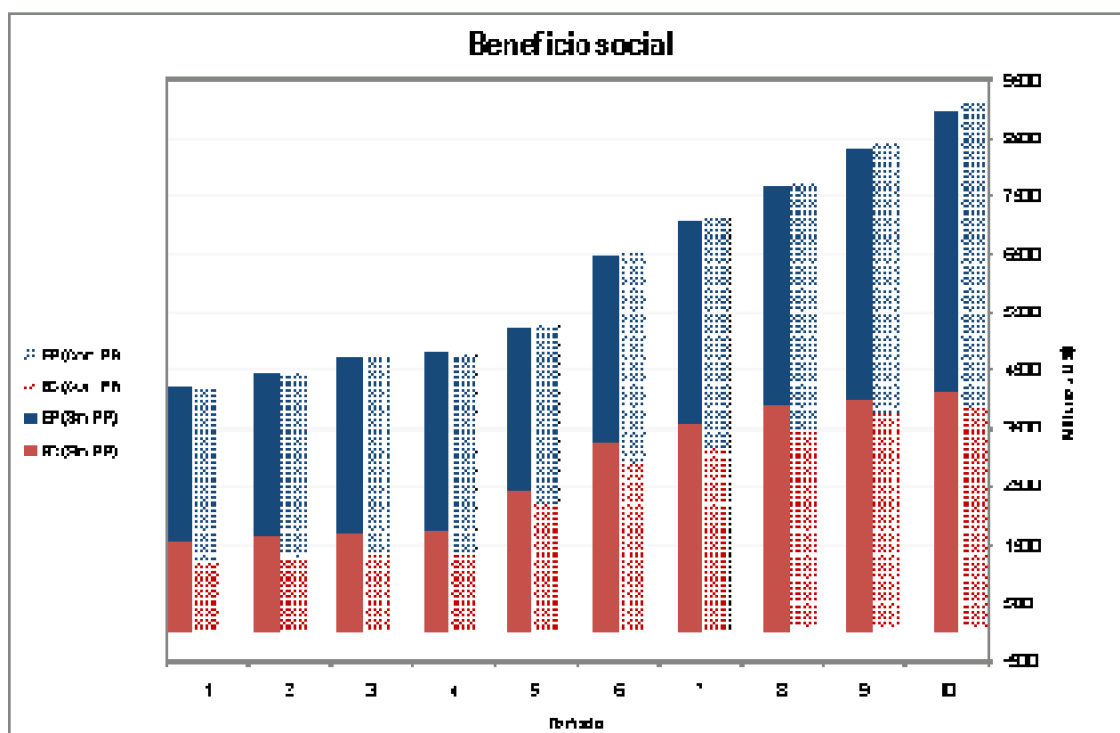


Figura 9-15. Beneficio Social por período (Caso VII)