
EL MERCADO HIDROTÉRMICO CHILENO: UN ENFOQUE DE TEORÍA DE JUEGOS

Mauricio A. Vega y Mauricio G. Villena*

Resumen

Vega, Mauricio A. y Villena, Mauricio G. "El mercado hidrotérmico chileno: un enfoque de teoría de juegos", *Cuadernos de Economía*, v. XXV, n. 45, Bogotá, 2006, páginas 155-203

Este trabajo analiza los efectos y consecuencias potenciales de la desregulación del mercado chileno de generación eléctrica. Propone un modelo del sistema de generación que aplica la teoría de juegos no cooperativos en un contexto estático y dinámico. En Chile se han hecho estudios similares para sistemas puramente térmicos, donde las decisiones de operación sólo dependen de los costos de combustible y otros costos operativos, lo que permite usar modelos estáticos. Las centrales hidráulicas añaden una nueva e importante dimensión que se debe incorporar en el modelo: el uso del agua y la fuerte dependencia temporal de las decisiones, lo que implica el uso de modelos dinámicos. Este trabajo es un primer intento de elaborar un modelo dinámico del sistema hidrotérmico chileno. El modelo es genérico y se puede utilizar para simular un sistema hidrotérmico basado en una Bolsa de energía. La pérdida de generalidad se evita suponiendo que las centrales térmicas e hidráulicas pueden hacer ofertas a la Bolsa y comportarse estratégicamente.

Palabras claves: mercado hidrotérmico, comportamiento estratégico, Bolsa de energía, Chile. **JEL:** D43, L11, L13, L94.

* Los autores son profesores del Departamento de Economía, Universidad de Concepción y de la Escuela de Negocios, Universidad Adolfo Ibáñez, respectivamente. Dirección de correspondencia: Mauricio Villena, Escuela de Negocios, Universidad Adolfo Ibáñez, Av. Diagonal las Torres 2640, Peñalolén, Santiago, Chile. E-mail: mauricio.villena@uai.cl. Artículo recibido el 24 de julio de 2006, aprobada su publicación el 14 de noviembre.

Abstract

Vega, Mauricio A. and Villena, Mauricio G. "The Chilean hydrothermal market: a game theory-based approach," Cuadernos de Economía, v. XXV, n. 45, Bogotá, 2006, pages 155-203

This work analyses the effects and potential consequences of de-regulating the Chilean electricity generating market. It proposes a model generation system to which non-cooperative game theory is applied within a static and dynamic context. Similar studies for purely thermal systems have been carried out in Chile where operational decisions only depend on the costs of fuel and other operating costs, meaning that static models can be used. Hydraulic power stations add a new important dimension which should be incorporated into the model: using water and strong temporal dependence on decision-making, implying using dynamic models. This work is a first attempt to draw up a dynamic model of the Chilean hydrothermal system. The model is generic and can be used for simulating an energy stock-exchange-based hydrothermal system. A loss of generality can be avoided by supposing that thermal and hydraulic power stations can supply such stock-market and behave strategically.

Key words: hydrothermal market, strategic behaviour, energy stock-exchange, Chile. **JEL:** D43, L11, L13, L94.

Résumé

Vega, Mauricio A. y Villena, Mauricio G. "Le marché hydrothermique chilien: une approche de la théorie des jeux ", Cuadernos de Economía, v. XXV, n. 45, Bogotá, 2006, pages 155-203

Cet article analyse les effets et les conséquences potentielles de la dérégulation du marché de production électrique chilien. Il propose un modèle du système de production appliquant la théorie des jeux non coopératifs dans un contexte statique et dynamique. Des études semblables ont été faites au Chili pour des systèmes purement thermiques, où les décisions d'opération dépendent des coûts du combustible et d'autres coûts de fonctionnement, ce qui permet d'utiliser des modèles statiques. Les centrales hydrauliques ajoutent une dimension nouvelle et importante qui doit être incorporée au modèle : l'usage de l'eau et la forte dépendance temporelle des décisions, ce qui implique l'usage de modèles dynamiques. Cette étude est un premier essai dans l'élaboration d'un modèle dynamique du système hydrothermique chilien sur la base d'une Bourse d'énergie. La perte de généralité est évitée en supposant que les centrales thermiques et hydrauliques peuvent réaliser des offres à la Bourse et se comporter de façon stratégique.

Mots clés: marché hydrothermique, comportement stratégique, Bourse d'énergie, Chili. **JEL:** D43, L11, L13, L94.

La estructura de los mercados y la regulación de la industria eléctrica experimentan grandes cambios en todo el mundo. La tendencia básica es promover la competencia, principalmente en la generación, liberalizando los mercados y permitiendo el acceso de agentes privados. Van desapareciendo las grandes empresas estatales tradicionales y se crean organismos legales que tratan de normar el funcionamiento de estos mercados. Chile fue un país pionero, en América Latina y en el mundo, en efectuar algunos cambios en la regulación a comienzos de los años ochenta (Rudnick 1998). El sector de generación fue motor y fuente de inspiración de muchos de ellos, debido a su potencial para generar competencia pues no existen economías de escala ni de ámbito significativas.

Esta tendencia llegó a Europa en los noventa. Por ejemplo, en Inglaterra y Gales los primeros intentos de privatización y reestructuración comenzaron en marzo de 1990, y en España la liberalización del sector eléctrico ocurrió en 1997. En Estados Unidos, el caso más emblemático y que ha generado mayor interés es el de California, donde la liberación del mercado eléctrico se inició en 1998.

En América Latina, la reforma del sector energético se desarrolló con gran rapidez en los noventa. En algunos casos, la premura llevó a realizar privatizaciones sin haber establecido un marco normativo previo acorde con esa transformación sustancial. Entre los países que han hecho reformas sustantivas del sector eléctrico se encuentran México, con la ley del servicio público de energía eléctrica de 1992, Costa Rica con la ley que autoriza la participación de empresas privadas en el sector de generación de 1990, el Salvador con la ley general de electricidad aprobada en 1996, Guatemala con la apertura de la generación eléctrica al sector privado en 1995, Argentina cuya reforma fue a finales de 1991 y Brasil cuyo proceso de reformas comenzó en 1996.

En algunos países que han seguido esta tendencia se observa cierto nivel de concentración y de poder de mercado, lo que pone de manifiesto los grandes problemas de diseño e implementación asociados a la reestructuración de estos mercados (Montero y Sánchez 2001). También se reportan casos en los que la liberalización del mercado eléctrico ha mejorado la eficiencia y la competencia entre las firmas, que han reducido los precios (Littlechild 2004).

A pesar de los buenos resultados en materia de productividad eléctrica, en Chile las autoridades buscan un esquema más eficiente y que se adapte mejor a la realidad del país, promoviendo aún más la competencia y creando nuevos marcos reguladores para los sectores no competitivos. En este contexto, surge la posibilidad de inducir una serie de cambios en toda la industria eléctrica. Para el sector de generación, consistirían en modificar el modelo de funcionamiento actual para introducir un despacho hidrotérmico coordinado centralmente, basado en costos marginales auditados y contratos financieros bilaterales entre los participantes. Una alternativa interesante es un modelo similar al californiano, basado en contratos bilaterales de carácter físico donde los excedentes se transen en una Bolsa de Energía (BE) con ofertas libres. El sistema BE es una entidad que recibe ofertas de compra y venta de energía y establece la tasación entre ellas. La experiencia internacional muestra que una BE puede adquirir estructuras muy variadas, y en general se la puede definir como una parte integrante o caso particular de una estructura tipo *pool*, en la que esta cumple la función de operador de mercado.

Son muchos los interrogantes y desafíos de esta modificación del mercado chileno de generación, y se requieren estudios económicos que ayuden a predecir el comportamiento de los agentes y las consecuencias de las medidas reguladoras. Para ello se necesitan modelos que representen las estrategias que seguirían los generadores y análisis del efecto potencial de las decisiones de regulación, de manejo de riesgos y otras materias. Estos modelos se deben adaptar a la estructura del esquema propuesto y a las particularidades del sistema eléctrico chileno, en el que existen centrales térmicas e hidráulicas, dependencia hidráulica y alta concentración de la propiedad.

En el mercado chileno, las empresas transan energía (y potencia) al precio *spot* (precio actual de un activo en el mercado), que un operador central estima con base en los costos marginales calculados de las distintas empresas y corresponde al costo marginal de la última planta despachada para satisfacer la demanda en cada momento. Este modelo es diferente a los de Europa y

Estados Unidos, donde la organización gira en torno a verdaderos mercados mayoristas en los que se transan electricidad (energía y potencia) y servicios auxiliares. Estos mercados están diseñados para maximizar la competencia en generación y hacer énfasis en las transacciones entre las partes. Se compete en precios y no en costos, y el despacho se basa en los precios que proponen los oferentes. En consecuencia, los mercados están estructurados como licitaciones. El mercado está abierto a todos los participantes –generadores, distribuidores, comercializadores– y los consumidores finales tienen la posibilidad de elegir con quién contratar el servicio (Montero 2001). En este esquema, hay libertad de entrada a la generación, y los sistemas de transmisión y de distribución actúan como portadores comunes.

En la literatura se encuentran varios trabajos que intentan simular el comportamiento de los mercados eléctricos con bolsas de ofertas, adaptados a las condiciones de cada sistema. En García y Barquín (2000), por ejemplo, se analiza el predespacho óptimo de unidades térmicas que los generadores realizan antes de enviar ofertas a una bolsa. En Otero-Novas *et al.* (1998 y 1999) se desarrollan modelos que simulan el comportamiento de un mercado eléctrico con distintas estrategias competitivas, considerando unidades térmicas, hidráulicas y de bombeo. En Batlle *et al.* (2000) se presentan algunos lineamientos generales para construir un modelo de análisis de los mercados de energía eléctrica. En Barroso (2000) se modela un mercado hidrotérmico con gran predominio hidráulico, como el brasileño.

Es inevitable que algunos participantes en el mercado eléctrico desregulado intenten beneficiarse empleando tácticas no competitivas. El ejercicio del poder de mercado y la baja elasticidad de la demanda amenazan con elevar los precios *spot* de la bolsa. Es necesario entonces que los modelos de simulación provean alguna medida del poder de mercado de los participantes y del nivel de precios que se obtendría con diversas estrategias. Arellano (2002) propone un modelo estático del sistema chileno de generación eléctrica que busca diagnosticar el poder de mercado. Un enfoque diferente es el de Petrov *et al.* (2000), que modelan un mercado con una bolsa de potencia, donde algunos agentes intentan beneficiarse mediante conductas predatorias. En Kelman, Barroso y Pereira (2000) se emplea un método de simulación de la operación del mercado que permite calcular el poder de mercado en sistemas hidrotérmicos, y que indica que los contratos bilaterales reducen los efectos del poder de mercado. Borenstein (1999) aclara el concepto de poder de mercado e identifica factores críticos que lo hacen más atractivo.

El objetivo principal de este trabajo es analizar los efectos potenciales de la desregulación del mercado chileno de generación eléctrica. Para ello se

propone un modelo del sistema chileno de generación eléctrica que aplica elementos de la teoría de juegos no cooperativos en un contexto estático y dinámico. En Chile se han hecho estudios de este tipo para sistemas puramente térmicos, donde las decisiones de operación dependen únicamente de los costos de combustible y otros costos operativos, lo que permite usar modelos estáticos. Las centrales hidráulicas añaden una dimensión que se debe incorporar en el modelo: el uso del agua y la fuerte dependencia temporal de las decisiones, lo que hace necesario usar modelos dinámicos. Este trabajo es un primer intento en esa dirección y presenta un modelo dinámico del sistema hidrotérmico chileno.

A pesar de que esta investigación busca simular el sistema eléctrico chileno, su aplicación no se limita exclusivamente a él. Nuestro modelo es genérico y se puede utilizar para simular un sistema hidrotérmico basado en una Bolsa de Energía. Una característica importante que evita la pérdida de generalidad es que se supone que las centrales térmicas e hidráulicas pueden hacer ofertas a la Bolsa y comportarse estratégicamente.

La primera sección describe el juego en términos de jugadores, estrategias y funciones de pago. La tercera presenta el modelo hidrotérmico, que incluye un componente estático, que a su vez sirve como entrada del modelo dinámico que proponemos. La cuarta describe el Sistema Interconectado Central de Chile (SIC) que se intenta simular. La quinta muestra cómo implementar el modelo hidrotérmico propuesto al SIC y discute los resultados. La última presenta las conclusiones y recomendaciones de política.

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL JUEGO

La metodología que usamos para analizar los escenarios del mercado eléctrico chileno se basa en el modelo oligopólico de Cournot. El resultado que se obtiene con este modelo se puede interpretar como una cota superior del precio obtenido en una bolsa de energía donde se reciben funciones de oferta contra cantidades.

La demanda

En general, se usa un modelo de demanda que cubre un día, dividido en 24 bloques horarios: el bloque 1 va de las 12 a.m. a la 1 a.m., el bloque 2 de la 1 a.m. a las 2 a.m. y así sucesivamente. Para cada bloque se determina una curva independiente de demanda de energía eléctrica. Con este modelo de

demanda se busca obtener resultados del comportamiento de corto plazo de los agentes en una bolsa de energía, donde cada día se reciben las ofertas horarias para el día siguiente y se hacen ajustes de equilibrio de oferta y demanda independientes para cada hora.

Es posible generalizar el modelo tomando bloques de demanda de mayor duración, por ejemplo un día. Pero siempre se debe tener en mente que el horizonte total debe ser de corto plazo, algunas semanas o un mes. Esta limitación se debe a que el modelo no incorpora aspectos necesarios para simular períodos mayores como la regulación anual e interanual de los embalses y el comportamiento estocástico de la hidrología. Para simplificar la implementación del modelo se usan curvas de demanda lineales para cada bloque horario, de la forma:

$$D(p) = -A * p + B \quad [1]$$

donde p es el precio de la energía, $D(p)$ la demanda eléctrica a ese precio y A y B las constantes que definen la recta de demanda.

Para definir la función de demanda en cada bloque horario se usa un punto de referencia por el que debe pasar la recta. Como la mayoría de los actuales usuarios de electricidad enfrentan un precio constante, las rectas de demanda de cada hora se fijan suponiendo que a ese precio –precio de referencia– la cantidad demandada es igual a la generación actual del sistema, o cantidad de referencia. Así, en cada bloque horario se tiene un punto por el que debe pasar la recta. Luego se considera que en este punto de referencia la demanda tiene cierta elasticidad (parámetro del modelo), que determina la pendiente de la recta.

En resumen, es necesario obtener, para cada bloque horario, un precio de referencia (P_{ref}), una cantidad de referencia (Q_{ref}) y una elasticidad de la demanda (ε): con estos datos se determinan los parámetros A y B que definen la función de demanda, como se muestra a continuación:

$$A = \varepsilon * \frac{Q_{ref}}{P_{ref}} \quad [2]$$

$$B = Q_{ref} * (1 + \varepsilon) \quad [3]$$

donde ε es el valor absoluto de la elasticidad precio de la demanda.

Tipos de jugadores

Las firmas generadoras que pueden participar en la Bolsa de Energía se dividen en dos categorías: firmas estratégicas y firmas tomadoras de precio.

Firmas tomadoras de precios

Estas no tienen o no se dan cuenta (racionalidad limitada) de la posibilidad de influir en el precio; por tanto, para ellas el precio es una variable exógena determinada por el mercado. Estas firmas producen hasta un nivel en que su costo marginal es igual al precio de mercado, es decir, se comportan como si estuvieran en un régimen de competencia perfecta. Formalmente:

$$\text{Max}_{q_i} \{p^* q_i - C_i(q_i)\} \quad [4]$$

$$\frac{\partial(p^* q_i - C_i(q_i))}{\partial q_i} = 0 \Rightarrow p = CMg_i \quad [5]$$

donde p es el precio del mercado, q_i la cantidad producida por la firma i , $C_i(q_i)$ el costo en que incurre la firma i para producir la cantidad q_i y CMg_i el costo marginal de la firma i .

Una vez se conoce esta relación, es posible determinar la oferta de cada firma para todos los precios de mercado posibles. Para ello basta despejar q_i (cantidad a producir) de la ecuación [5]. Llamaremos $O_i^f(p)$ a la cantidad que ofrece la firma tomadora de precios i a un precio de mercado p .

Luego se obtiene la función de oferta agregada de estas firmas, $O^f(p)$, sumando la cantidad que ofrece cada una a cada nivel de precio:

$$O^f(p) = \sum_i O_i^f(p) \quad [6]$$

Firmas estratégicas

Las demás firmas pueden ejercer poder de mercado, es decir, influir en el precio. Estas se modelan como jugadores estratégicos o jugadores de Cournot y se comportan como plantea ese modelo, es decir, cada firma determina la cantidad que debe producir (ofrecer) para maximizar sus utilidades, suponiendo fija la producción de las demás.

Dado el comportamiento de las firmas tomadoras de precio, es posible estudiar su efecto sobre la competencia entre firmas estratégicas. De [5] y [6] se deduce que la cantidad total producida por las firmas tomadoras de precios depende únicamente del precio del mercado y de sus propias curvas de costo, es decir, no influyen las acciones de las firmas estratégicas. La única

información externa que consideran las firmas tomadoras de precio para determinar su producción es el precio. Por tanto, para considerar el efecto de estas firmas en el comportamiento de los agentes estratégicos es suficiente descontar su producción de la demanda total del sistema, es decir, calcular la demanda residual que enfrentan las firmas estratégicas. Esta demanda residual se obtiene restando, para cada nivel de precio, p , la demanda total original $D(p)$ menos la oferta agregada de las firmas tomadoras de precio $O'(p)$. La curva de demanda residual que enfrentan el conjunto de los jugadores estratégicos, a la Cournot, $D_r(p)$, es entonces:

$$D_r(p) = D(p) - O'(P) = D(p) - \sum_i O_i(p) \quad [7]$$

Considerando una demanda de energía eléctrica lineal, como la que se muestra en [1], esta expresión se puede reescribir así:

$$D_r(p) = -A * p + B - O'(p) = -A * p + B - \sum_i O_i(p) \quad [8]$$

Estrategias del juego

Las firmas estratégicas se comportan de acuerdo con el modelo de Cournot. Sin embargo, se asume que pueden adoptar distintas estrategias, dependiendo de que actúen como firmas independientes o alineadas con los objetivos de un *holding* (conglomerado) dueño de otras firmas que participan en el mercado. En este contexto, las estrategias que pueden adoptar los jugadores, bien sean tomadores de precios o estratégicos, son las siguientes:

- a. Firmas que actúan competitivamente. Cada unidad generadora actúa igual que una firma tomadora de precio, es decir, ofrece una producción de energía hasta el nivel en el que su costo marginal es igual al precio de mercado. Esta estrategia representa el comportamiento ideal ya que así se obtienen resultados equivalentes a los de competencia perfecta que garantizan el máximo bienestar social. En adelante la llamamos *estrategia competitiva*.
- b. Firmas que maximizan sus beneficios individuales. Cada firma generadora actúa estratégicamente según el modelo de Cournot, pero en forma independiente; es decir, busca maximizar su beneficio individual, suponiendo fija la producción de las demás, sin considerar a qué *holding* pertenece. El análisis de este comportamiento nos permite apreciar los resultados que se obtendrían en un sistema menos concentrado, donde cada firma pertenece a un dueño distinto. En adelante la llamamos *estrategia no cooperativa*.

- c. Firmas que maximizan los beneficios del *holding*: En este caso las firmas generadoras pertenecientes a un mismo *holding* actúan en conjunto, según un modelo de colusión de Cournot; es decir, buscan maximizar las utilidades totales del *holding*, considerando fija la cantidad producida por las demás. En adelante la llamamos *estrategia colusiva*.

EL MODELO

La complejidad para elaborar un modelo que simule el comportamiento de centrales térmicas e hidráulicas nos lleva a una solución secuencial. Primero presentamos un modelo desacoplado en el tiempo, es decir, estático, que simula el comportamiento de las centrales térmicas en un mercado basado en ofertas libres a una Bolsa de energía, a través del modelo de Cournot. Luego desarrollamos un modelo dinámico que incorpora la dimensión temporal y reconoce la interconexión temporal entre las decisiones que toman principalmente las centrales hidráulicas. Además, para cada etapa del proceso se determina el comportamiento de las centrales térmicas mediante el modelo estático.

En general, el modelo estático es demasiado restrictivo para los mercados de generación eléctrica pues las decisiones que toman las centrales en el presente afectan sus posibilidades futuras. Esta dependencia temporal se manifiesta de manera diferente según el tipo de centrales: a) en las térmicas, se manifiesta en los costos de encendido y apagado, la velocidad de toma y desprendimiento de carga y los tiempos mínimos de detención y funcionamiento; b) en las hidráulicas, a las que se conoce como *de pasada*, no hay interconexión entre sus decisiones de un momento u otro, pues las alternativas que enfrentan son usar el agua para producir electricidad o dejarla correr río abajo y perderla. Sin embargo, para las centrales hidráulicas *de embalse* la dependencia temporal es fundamental, pues sus decisiones sobre el uso del agua que tienen almacenada afectan fuertemente la posibilidad de generar en el futuro. Además, se añade el problema de la incertidumbre hidrológica, que agrega otra dimensión al modelo.

En este trabajo presentamos el modelo estático sólo como paso intermedio para desarrollar un modelo más complejo, el modelo hidrotérmico que proponemos.

Modelo estático

A continuación presentamos las formulaciones del modelo estático a las que dan origen las tres estrategias que consideramos: competitiva, no cooperativa y colusiva.

Estrategia competitiva

Todas las firmas generadoras (estratégicas y tomadoras de precio) enfrentan el siguiente problema de optimización:

$$\text{Max}_{q_i} \text{ Beneficio} = \{p^* q_i - C_i(q_i)\} * s_i \quad [9]$$

$$\text{s.a. } Q_{\min_i} * s_i \leq q_i \leq Q_{\max} * s_i \quad [10]$$

donde S_i es una variable binaria que toma valor 1 si la unidad i decide producir energía y el valor 0 en caso contrario, y Q_{\min_i} y Q_{\max} representan los límites técnicos de generación de la central i en caso de que haya decidido producir energía.

El problema de maximización que representan [9] y [10] es de optimización mixta ya que tiene variables de decisión reales (q_i) y enteras (S_i). Pero se puede simplificar fácilmente analizando por separado los casos en que la variable binaria vale 1 y 0. Si el precio p es exógeno al modelo, podemos considerar los siguientes casos para cada firma:

a) Caso $S_i = 1$

En este caso se puede resolver el problema para la firma i sin variables enteras. Aplicando la condición de optimalidad de primer orden a la expresión [9], se obtiene:

$$p - \frac{\partial C_i(q_i)}{\partial q_i} = 0 \Rightarrow p = CMg(q_i) \quad [11]$$

La expresión [11] determina el valor óptimo de (q_i) para cualquier valor de p . Luego hay que verificar si el nivel de generación óptimo determinado (q_i^*) respeta los límites técnicos de generación fijados por [10]; de no ser así, hay que corregir esta cantidad y llevarla al límite respectivo. Por último, se calcula el beneficio para la unidad, evaluando las variables respectivas en la función [9].

b) Caso $S_i = 0$

Este caso es muy simple pues la firma i decide no producir energía ($q_i = 0$), y su beneficio es cero.

Finalmente, se compara el beneficio obtenido en a y en b y se elige el mayor. Como el beneficio del caso b es cero, la unidad debe producir la cantidad q_i^* determinada en a si el beneficio calculado es positivo, pero si es negativo la firma no producirá energía.

Considerando todo el rango de precios posible, se puede entonces construir la curva de oferta agregada de todas las firmas, y luego encontrar el equilibrio, simplemente interceptando esta curva de oferta agregada con la de demanda definida en [1]. Una vez calculado el precio de equilibrio (p^*), se puede determinar la producción óptima definitiva de cada central (q_i^*) repitiendo el mismo proceso.

Estrategia no cooperativa

En este caso, cada unidad generadora enfrenta estratégicamente el siguiente problema de optimización:

$$\text{Max}_{q_i} \text{ Beneficio} = \{p(q_i) * q_i - C_i(q_i)\} * s_i \quad [12]$$

$$\text{s.a. } Q_{\min_i} * s_i \leq q_i \leq Q_{\max_i} * s_i \quad [13]$$

Estas expresiones son casi idénticas a las expresiones [9] y [10] de la estrategia competitiva, pero en este caso el precio no es fijo sino que depende de la cantidad producida por la central, q_i . Es decir, las firmas generadoras reconocen la posibilidad de influir unilateralmente en el precio. La expresión que relaciona la cantidad producida por cada central q_i con el precio p es la demanda residual para el conjunto de firmas estratégicas calculada en [8]. Entonces se obtiene:

$$D_r(p) = \sum_i q_i = D(p) - O^*(p) = -A * p + B - O^*(p) \quad [14]$$

En este caso hay una dificultad adicional para encontrar la solución: los problemas de maximización no se pueden resolver en forma desacoplada para cada unidad como en la estrategia competitiva, debido a que el precio de la expresión [12] es función de todas las cantidades q_i que producen las centrales. Además, la relación [14] no es invertible, debido a $O^*(p)$, y no se puede encontrar una expresión analítica para el precio en función de las cantidades producidas. Para resolver este problema se utiliza el algoritmo que propusieron Borenstein, Bushnell y Knittel (1999) que se resume a continuación.

- a. Inicio: al comienzo se fijan todas las cantidades q_i en cero, es decir, inicialmente nadie produce energía.
- b. Primer paso: cada firma estratégica determina su nivel óptimo de generación q_i^* en forma desacoplada, suponiendo que la generación de las demás es constante. Primero lo hace la firma estratégica número 1 (suponiendo que ninguna otra produce energía), luego la número 2 (conociendo la generación de la primera), luego la número 3 (conociendo la generación de las dos anteriores) y así sucesivamente, hasta la última. En esta iteración las cantidades q_i son inicialmente cero, lo que no ocurre en el resto de las iteraciones.
- c. Otras iteraciones: cada unidad estratégica determina su nivel óptimo de generación q_i en forma desacoplada, igual que en la primera iteración. Pero ahora, la primera firma ya conoce la generación de las demás, y su oferta puede ser muy distinta a la de la primera iteración. De igual modo, el resto de firmas también conoce la generación de todas las demás y no sólo de aquellas que están antes en esa iteración.
- d. Convergencia: las iteraciones deben continuar hasta que ninguna central tenga incentivos para cambiar su nivel de generación dada la oferta de las demás unidades, lo que representa, por definición, un equilibrio de Nash. En la práctica, el proceso termina cuando la diferencia entre las ofertas de una iteración y la anterior es menor a cierto umbral dado, ya que de otro modo el proceso seguiría indefinidamente con cambios infinitesimales en las cantidades. Cuando se produce la convergencia se obtiene un valor de equilibrio para el precio de mercado p^* y para cada una de las cantidades producidas q_i^* .

Cada firma debe resolver su propio problema de maximización del beneficio, que es similar al que definen las ecuaciones [12], [13] y [14], con la diferencia de que se supone que la central conoce *a priori* la generación de las demás térmicas. Así, el problema de optimización de cada firma se transforma en:

$$\text{Max}_{q_i} \text{ Beneficio} = \{p(q_i) * q_i - C_i(q_i)\} * s_i \quad [15]$$

$$\text{s.a. } Q \min_i * s_i \leq q_i \leq Q \max_i * s_i \quad [16]$$

$$D_i(p) = q_i = D_r(p) - \sum_{k \neq i} q_k = -A * p + B - O'(p) - \sum_{k \neq i} q_k \quad [17]$$

donde $D_i(p)$ representa la demanda residual que observa la firma térmica estratégica i , igual a la demanda residual para el total de centrales estratégicas $D_r(p)$ menos la generación conocida y constante de todas las demás firmas estratégicas.

El problema que se representa mediante [15], [16] y [17] es desacoplado y se puede resolver por separado para cada unidad generadora con el proceso iterativo de Borenstein *et al.* ya mencionado. Así como en el caso de la estrategia competitiva, el problema se puede simplificar suponiendo inicialmente que $S_i = 1$, luego se resuelve sin variables enteras y finalmente se estudia el caso cuando $S_i = 0$. De modo que el problema se soluciona mediante los siguientes pasos.

a) Caso $S_i = 1$

En este caso, para determinar la producción óptima de la firma i se aplica la condición de optimalidad de primer orden a la expresión situada dentro de las llaves en [15] y se obtiene:

$$p(q_i) + q_i * \frac{\partial p}{\partial q_i} - \frac{\partial C_i(q_i)}{\partial q_i} = 0 \quad [18]$$

La ecuación [18] presenta una nueva dificultad, calcular la derivada del precio. La expresión [17] relaciona el precio con la cantidad, pero no es invertible debido a $O'(p)$ y no se puede calcular la derivada del precio. Para evitar esta dificultad se pueden estudiar por separado los rangos de precios en los que dicha relación es invertible y diferenciable. Estos rangos se encuentran fácilmente por inspección y dependen de la forma de $O'(p)$. De este modo se determina una cantidad óptima q_i^* para cada rango de precios y luego se selecciona la que reporta el mayor beneficio.

Antes de seleccionar el nivel de generación q_i^* que da mayores utilidades, hay que verificar que respete los límites técnicos de generación fijados por [16]; de no ser así, hay que corregir esa cantidad y llevarla al límite respectivo. Por último, se calcula el beneficio de la firma, con el valor de q_i^* seleccionado.

b) Caso $S_i = 0$

De nuevo $S_i = 0$ implica que la firma i decide no producir energía y que su beneficio es nulo. Por tanto, igual que en la estrategia competitiva, si el beneficio calculado en a es positivo, la decisión óptima es producir q_i^* , pero si es negativo no producirá nada.

Estrategia colusiva

Cada *holding* j enfrenta el siguiente problema de optimización:

$$\text{Max}_{q^{(i,j)}} \text{Beneficio} = \sum_{i=1}^{nj} \{q_{(i,j)} * S_{(i,j)} * p(Q_j) - C(q_{i,j}) * S_{(i,j)}\} \quad [19]$$

$$\text{s.a. } Q \min_{(i,j)} * S_{(i,j)} \leq q_{(i,j)} \leq Q \max_{(i,j)} * S_{(i,j)}, \forall i = 1, \dots, nj \quad [20]$$

donde Q_j es el nivel total de generación del *holding* j y n_j es el número de unidades pertenecientes al *holding* j .

Estas expresiones tienen una estructura similar a la de [12] y [13] en la estrategia *no cooperativa*. Pero en este caso se agrega una segunda dimensión a cada variable, que representa su pertenencia a un *holding*.

Así, $q(i, j)$ representa la cantidad producida u ofrecida por la firma i del *holding* j ; $S(i, j)$, $Q_{\min(i, j)}$ y $Q_{\max(i, j)}$ se interpretan de modo similar. De nuevo se reconoce que el *holding* puede ejercer poder de mercado, es decir, afectar unilateralmente los precios. En la expresión [19] se observa que p depende del nivel total de generación del *holding* j .

Igual que en el caso de la estrategia *no cooperativa*, la demanda residual que enfrenta el *holding* plantea una única relación entre el precio y las cantidades generadas por las firmas; por tanto, no es posible resolver el problema en forma desacoplada para cada *holding*. En este caso, la relación se puede escribir así:

$$D_r(p) = \sum_j \sum_{i=1}^{n_j} q(i, j) = \sum_j Q_j = D(p) - O(p) = -A * p + B - O(p) [21]$$

Este problema es similar al de la estrategia *no cooperativa*, es decir, múltiples problemas de maximización que no se pueden resolver en forma desacoplada porque el precio es función de las cantidades producidas por todas las firmas, como se muestra en [21]. Además, tampoco es invertible debido a $O(p)$ y no se puede encontrar una expresión analítica para el precio ni su derivada con respecto a la cantidad. La solución nuevamente consiste en utilizar un algoritmo iterativo de Borenstein *et al.* muy similar al que se utilizó en la estrategia de no cooperativa, pero en este caso son las firmas, y no las unidades individuales, las que maximizan su beneficio en cada iteración. El algoritmo consta de los siguientes pasos:

- a. Inicio: igual que en el caso de juegos por unidades, el algoritmo comienza fijando todas las cantidades producidas $q(i, j)$ en cero, es decir, inicialmente nadie produce energía.
- b. Primera iteración: cada firma estratégica determina el nivel óptimo de generación $q(i, j)^*$ para cada unidad que le pertenece, en forma desacoplada del resto de las firmas, suponiendo que la generación de estas últimas es constante. La primera firma comienza suponiendo que ninguna otra produce energía y decide la producción de cada una de sus unidades; luego es el turno de la segunda firma, que conoce la generación de las unidades de la primera y supone que se mantendrá constante; luego

el de la tercera, que conoce la generación de las dos anteriores; y así sucesivamente, hasta la última firma estratégica.

- c. Otras iteraciones: son casi idénticas a la primera iteración, ya que cada firma estratégica determina el nivel óptimo de generación $q_{(i,j)}^*$ para cada una de sus unidades. La diferencia es que la primera firma conoce de antemano la generación de todas las demás, y sus ofertas pueden ser muy distintas a las de la primera iteración; las demás firmas conocen la generación de las otras y no sólo de aquellas que están antes en esa iteración.
- d. Convergencia: de nuevo, las iteraciones siguen hasta que la diferencia entre los resultados de una iteración y la anterior es menor a cierto umbral. Cuando se produce la convergencia se obtiene un valor de equilibrio para el precio de mercado p^* y para las cantidades producidas por cada unidad de cada firma $q_{(i,j)}^*$.

Aquí el problema de optimización que enfrenta cada firma en cada iteración es:

$$\text{Max}_{q_{(i,j)}} \text{Beneficio} = \sum_{i=1}^{n_j} \{q_{(i,j)} * S_{(i,j)} * p(Q_j) - C(q_{(i,j)}) * S_{(i,j)}\} \quad [22]$$

$$\text{s.a. } Q \min_{(i,j)} * S_{(i,j)} \leq q_{(i,j)} \leq Q \max_{(i,j)} * S_{(i,j)}, \forall i = 1, \dots, n_j \quad [23]$$

$$D_j(p) = Q_j = \sum_{i=1}^{n_j} q_{(i,j)} = D_r(p) - \sum_{k \neq j} Q_k = -A * p + B - O'(p) - \sum_{k \neq j} Q_k \quad [24]$$

donde $D_j(p)$ representa la demanda residual que observa la firma estratégica j y consiste en la demanda residual para el total de las firmas estratégicas $D_r(p)$ menos la generación conocida y constante de las demás firmas estratégicas.

El problema representado por [22], [23] y [24] es desacoplado y se puede resolver por separado para cada firma estratégica, como indica el proceso iterativo. Pero este problema es más complejo que el de la estrategia no cooperativa, pues cada firma estratégica j debe decidir cuánto producir con cada una de sus n_j unidades. Por tanto, se deben determinar los valores de $q_{(i,j)}$ y $S_{(i,j)}$ que maximicen el beneficio total de la firma, es decir, se trata de un problema de programación mixta con n_j variables reales y n_j variables enteras.

Para eliminar las variables binarias y usar únicamente las reales sería necesario considerar todas las combinaciones posibles de las variables $S_{(i,j)}$ (2^{n_j} combinaciones), pero sería muy costoso en tiempo y trabajo. Por este

motivo, se considera otro modo de resolver el problema, que aprovecha las características de las centrales termoeléctricas. Este nuevo mecanismo consta de los siguientes pasos:

- a. Construcción de la curva de costo de la firma: sería muy difícil construir una curva de costos única para la firma si el problema sólo se analiza desde una perspectiva matemática. Pero como se trata de centrales térmicas, se puede afirmar que si la firma j produce en total la energía Q_j , lo hará con las centrales de menor costo. Así es posible construir una función de costos totales para la firma $C_j(Q_j)$ del siguiente modo: para cada cantidad Q_j se determinan las unidades térmicas más económicas que puedan generar esa energía en conjunto, respetando los límites técnicos de [23], y luego se suman los costos en que incurren para obtener el costo total para la firma.
- b. Cálculo del valor óptimo de Q_j : el nuevo problema de optimización sólo tiene una variable, Q_j . El problema se reduce a:

$$\text{Max}_{Q_j} \text{Beneficio} = Q_j * p(Q_j) - C_j(Q_j) \quad [25]$$

$$\text{s.a. } Q_j \leq Q_{\max_j} \quad [26]$$

$$Q_j = D_r(p) - \sum_{k \neq j} Q_k = -A * p + B - O'(p) - \sum_{k \neq j} Q_k \quad [27]$$

donde $C_j(Q_j)$ es la función de costos totales de la firma j construida en a) y Q_{\max_j} es la producción máxima de la firma j , que es la suma de las producciones máxima de cada una de sus unidades. Este problema es más fácil, a pesar de que la expresión del precio en [25] no es invertible, debido a $O'(p)$. Se busca el valor óptimo y un número discreto de valores, y se selecciona el que reporta mayor beneficio.

- c. Cálculo de los valores de las variables: una vez se tiene el valor óptimo de Q_j , se pueden determinar los valores de todas las variables originales, es decir, de $q_{(i,j)}$ y $S_{(i,j)}$. Para ello, basta determinar las unidades térmicas más económicas que generen en conjunto la cantidad Q_j , respetando los límites técnicos de [23]. La cantidad que debe generar cada unidad será el valor de $q_{(i,j)}$. Por otro lado, el valor de $S_{(i,j)}$ es 1 si la unidad correspondiente debe generar energía y 0 en caso contrario.

Modelo dinámico

Una característica de las centrales hidroeléctricas es que pueden usar la capacidad de almacenamiento de sus embalses y transferir energía entre

distintos periodos de tiempo, etapas en adelante. Esta característica implica un acoplamiento entre las decisiones operativas de una etapa y sus consecuencias futuras. Por tanto, el siguiente paso en la elaboración del modelo que simula un mercado hidrotérmico que permite incorporar las centrales hidráulicas es considerar la dependencia temporal de sus decisiones operativas, especialmente de las concernientes al uso del agua.

Modelo de mínimo costo

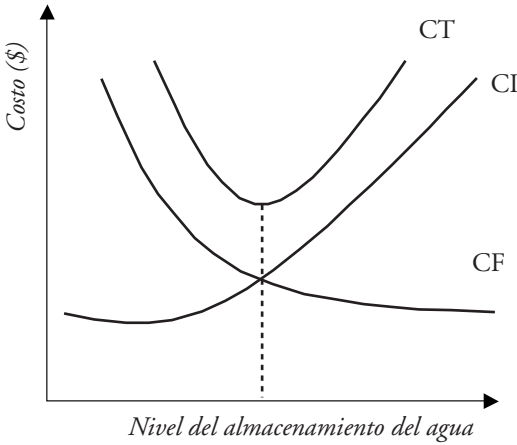
Como primera aproximación a un modelo dinámico se analiza el problema clásico de despacho hidrotérmico a un costo mínimo. Este problema permite apreciar claramente el acoplamiento de las decisiones operativas de las centrales hidráulicas. Si se usa agua para producir energía hoy, en el futuro puede ser necesario generar con unidades térmicas caras; por otro lado, si se mantienen niveles mas altos de almacenamiento usando más generación térmica, es posible que luego se desperdicie el agua y aumenten los costos operativos totales.

Costos inmediatos y costos futuros

El operador de un sistema hidrotérmico debe comparar el beneficio inmediato de utilizar una mayor cantidad de agua para producir energía con el beneficio futuro de almacenarla. Estos beneficios se pueden medir en términos de la generación térmica que desplazan, es decir, el ahorro de costos de combustible de las centrales térmicas (gráfica 1).

La función de costos inmediatos (CI) mide los costos de generación térmica en una etapa específica. La gráfica 1 muestra que estos costos aumentan a medida que se almacena mayor cantidad de agua, y disminuyen cuando se utiliza mayor cantidad de agua en esa etapa. Por su parte, la función de costos futuros (CF) refleja los costos esperados de generación térmica y racionamiento, desde la etapa siguiente hasta el final del horizonte de estudio. La gráfica 1 indica que esta función se comporta en forma inversa a los costos inmediatos, es decir, los costos futuros disminuyen a medida que aumenta el almacenamiento de agua, pues se dispone de más energía hidráulica para el futuro.

GRÁFICA 1
COSTOS INMEDIATOS Y FUTUROS



Decisión óptima del operador

La decisión óptima es la que minimiza los costos totales de operación, CI más CF; esta decisión supone escoger cierto nivel de almacenamiento, lo que implica utilizar cierta cantidad de agua en esa etapa. En el punto óptimo, la derivada de la función de costos totales (CF + CI) es cero; por tanto, el nivel óptimo de almacenamiento se obtiene en el punto donde las derivadas de las funciones CF y CI se igualan (en valor absoluto). El valor de esta derivada se conoce como “valor de agua”. En suma, el operador debe decidir en cada etapa cuánto producir con cada central para obtener el menor costo total en el horizonte de análisis. Para ello se debe reconocer que las centrales térmicas tienen costos operativos directos, principalmente relacionados con el uso de combustible; en cambio, las centrales hidráulicas tienen costos de oportunidad indirectos, que se relacionan con la economía de combustible esperada en el futuro.

Formulación del problema dinámico

La decisión de usar agua o almacenarla, se puede representar formalmente así:

$$\text{Min}_{(q,t)} \text{Costo Total} = CI + CF = \sum_i C(q_t(i)) + CF(e_{t+1}) \quad [28]$$

$$\text{s.a. } e_{t+1}(j) = e_t(j) - g_t(j) + a_t(j) - v_t(j) \quad [29]$$

$$q_t(i) \leq Q_{\max}(i) \quad [30]$$

$$g_t(j) \leq Q_{\max}(j) \quad [31]$$

$$e_t(j) \leq E_{\max}(j) \quad [32]$$

$$\sum_i q_t(i) + \sum_j g_t(j) = Dda_t \quad [33]$$

Donde $q_t(i)$ es la generación de la unidad térmica i en la etapa t ; $g_t(j)$ y $e_t(j)$ la generación y el nivel de almacenamiento de la central hidráulica j en la etapa t , $a_t(j)$ y $v_t(j)$ los efluentes y los vertimientos de la central hidráulica j en la etapa t , Q_{\max} y E_{\max} los valores máximos de las variables respectivas y Dda_t la demanda observada en la etapa t . Este problema se repite en cada etapa t .

El objetivo es minimizar los costos totales en esa etapa, como se observa en [28]. Estos costos se descomponen en costo inmediato y futuro, el primero se calcula sumando los costos de las unidades térmicas y el segundo se representa como una función de los costos futuros, que se debe calcular previamente. La restricción [29] representa un balance hidráulico. En un horizonte como el de este estudio, los afluentes y los vertimientos se pueden considerar nulos; así el nivel de almacenamiento final es, simplemente, el nivel de almacenamiento inicial menos la generación hidráulica de esa etapa. Las restricciones [30] y [31] representan los límites técnicos de generación de las centrales térmicas e hidráulicas, respectivamente. Por su parte, la restricción [32] limita el almacenamiento a la capacidad del embalse respectivo. Por último, la restricción [32] asegura que se satisfaga toda la demanda de esta etapa, que se considera inelástica.

Solución al problema de mínimo costo: programación dinámica

En un sistema hidrotérmico, las decisiones operativas deben considerar un balance entre el beneficio inmediato de usar agua embalsada y el costo de oportunidad de almacenarla para el futuro, que se representa mediante la función CF. Para resolver el problema de optimización que enfrenta el operador en una etapa particular, es necesario conocer la función de costos futuros de esa etapa y, por tanto, se debe utilizar un procedimiento que permita construir las distintas funciones de costo futuro en los distintos periodos.

Mediante programación dinámica se calculan las funciones de costo futuro a medida que se resuelven los problemas de optimización en cada una de las etapas. A continuación se describe el algoritmo de programación hacia atrás porque se comienza en la última etapa y se termina en la primera: a) se define un conjunto finito de estados de almacenamiento de la central hidráulica para cada etapa t ; b) se comienza en la última etapa t . Para cada estado de almacenamiento definido en a se determinan las decisiones de uso de agua y de generación de cada central que tienen menor costo total. Por tratarse de la última etapa, se debe hacer algún supuesto sobre el costo futuro, representado por CF ; por ejemplo, considerarlo nulo en un horizonte de muy largo plazo o asignarle un valor al agua embalsada disponible que queda para el futuro. Una vez resuelto ese problema para cada estado, se puede calcular el costo total asociado a cada nivel o almacenamiento final, que será el valor de la función objetivo en el óptimo. Estos valores corresponden a la función de costos futuros de la etapa $t - 1$; c) Luego se pasa a la etapa anterior: se determina el uso de agua y la generación de las centrales que origina un menor costo total para cada estado de almacenamiento, como se plantea en [28]. En este caso la función de costos futuros es conocida, pues se determinó en el paso anterior; d) se retrocede hasta llegar a la primera etapa, donde se determina el mínimo costo esperado final para el horizonte de estudio.

El resultado final de este procedimiento es el conjunto de CF de cada etapa, junto con las decisiones óptimas de uso de agua y generación de cada central, en cada etapa y para cada estado de almacenamiento.

Comportamiento estratégico de las firmas hidroeléctricas

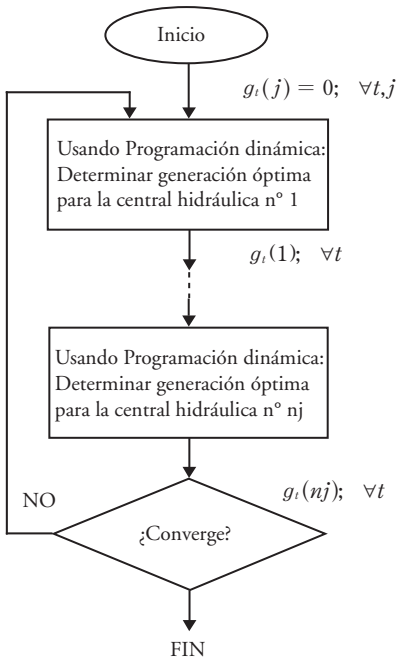
El último paso para modelar un mercado hidrotérmico es incorporar el comportamiento estratégico de las centrales hidráulicas. Como vimos, para ello es necesario construir un modelo dinámico. Para incluir la dimensión temporal, expresada en restricciones de uso de agua, y simular el comportamiento de las centrales hidráulicas en el mercado eléctrico, se utiliza un algoritmo de “programación dinámica” muy similar al de despacho hidrotérmico de costo mínimo.

Específicamente, para representar las decisiones de una central hidráulica (o un grupo de centrales pertenecientes a una firma) se utiliza una programación dinámica hacia atrás similar a la anterior, es decir, se comienza por la última etapa y se retrocede resolviendo problemas de optimización sucesivos

en forma recursiva. El problema que se debe resolver en cada etapa y estado del algoritmo depende de la estrategia que adopten las firmas.

Los estados de la programación dinámica serán los niveles de almacenamiento de agua hidroeléctrica. Según el modelo de Cournot, cada empresa (unidad o firma) busca maximizar su beneficio total. En este caso es la suma del beneficio inmediato de usar cierta cantidad de agua y el beneficio futuro esperado, que depende del nivel de almacenamiento. En este modelo cada central toma sus propias decisiones en forma independiente, no existe un operador central que tome las decisiones de todas ellas y es necesario un proceso de programación dinámica distinto para cada una. Se realiza un proceso iterativo en el que cada central determina su generación mediante una programación dinámica independiente, y este proceso se repite hasta lograr la convergencia (Wood y Wollenberg 1996). Este algoritmo se ilustra en la gráfica 2.

GRÁFICA 2
PROCESO ITERATIVO PARA MÚLTIPLES CENTRALES HIDRÁULICAS



Cabe recordar que nuestro modelo se basa en un horizonte de análisis de un día, por ello no es posible extraer conclusiones sobre el uso estratégico del agua en un horizonte mayor. Sin duda esto limita la representatividad del modelo, especialmente en sistemas donde la capacidad de regulación de los embalses es anual o interanual. Pero nuestro objetivo es analizar el comportamiento de las ofertas horarias, y el análisis de grandes periodos cubriría un número de etapas inmanejable.

Lo anterior no quiere decir que la totalidad del agua almacenada en los embalses del sistema esté disponible para ser utilizada en un solo día, es obvio que sólo se utiliza una fracción del agua embalsada. El problema es determinar, con un modelo de corto plazo, la cantidad de agua que se utilizará en el horizonte de estudio. En la literatura hay distintos métodos para abordar este problema. Uno de ellos supone que la totalidad del agua embalsada está disponible en el corto plazo, pero se le asigna un valor al agua que no se usa, así las hidroeléctricas tienen un incentivo para mantener agua almacenada más allá del horizonte de análisis. Otro método supone que se dispone de un volumen fijo y conocido de agua para utilizarla en el horizonte de estudio (menor que el volumen total de agua embalsada), resultado de una programación de uso de agua de largo plazo, que se lleva a cabo previamente, y que escapa a los alcances de esta investigación.

En este trabajo se adoptó la segunda alternativa (Wood y Wollenberg 1996). Así se soluciona el problema de cómo reflejar el valor del agua en el largo plazo, ya que el agua disponible para el período se considera fija, resultado de una optimización previa que debió considerar el valor estratégico del agua. Esta solución supone que las centrales hidroeléctricas deben utilizar la totalidad de los volúmenes de agua disponible en el horizonte de estudio.

El agua embalsada efectivamente disponible para utilizarla en el horizonte de análisis se representa mediante la energía eléctrica que la central puede producir con ella, en adelante energía disponible (Edisp).

Por último, el comportamiento de las centrales térmicas se representan mediante el modelo estático anterior, es decir, no se considera la dependencia temporal de sus decisiones. Este modelo se usa para determinar las decisiones óptimas de las unidades térmicas en cada etapa de la programación dinámica y para cada estado posible de almacenamiento de agua.

Estrategia competitiva

Según la estrategia planteada, el comportamiento de las centrales térmicas es similar al de un mercado perfectamente competitivo, es decir, las unidades ofrecen hasta que el precio iguala al costo marginal, pero en el caso de las centrales hidráulicas esta regla no es válida pues el costo marginal es nulo; por tanto, es necesario otro mecanismo de acción.

Como el objetivo de la estrategia competitiva es representar un mercado ideal, se supone que las unidades hidráulicas toman sus decisiones de generación para minimizar los costos totales de generación en el horizonte de estudio. Así, la función objetivo de una central hidroeléctrica es muy similar a la del caso de despacho hidrotérmico de costo mínimo anterior. El objetivo de la programación dinámica es entonces minimizar el costo operativo inmediato más el costo futuro esperado.

Para resolver la programación dinámica hacia atrás para cada empresa se procede de forma similar a la de despacho de mínimo costo: a) se define un conjunto finito de estados de almacenamiento de la central hidráulica para cada etapa t (generalmente de 1 hora); en la definición de estos estados se considera que la energía disponible para el horizonte de estudio es un valor fijo y menor que la capacidad total de almacenamiento de embalses; b) se comienza en la última etapa t ; como el agua se debe usar totalmente en el horizonte de estudio, en la etapa siguiente ($t + 1$) la programación dinámica debe pasar obligatoriamente al estado 1 (nivel de almacenamiento = 0%); por tanto, para cada estado de almacenamiento r se determinan los costos de pasar del estado 1, es decir, de ocupar toda el agua disponible que queda; para calcular los costos de este paso se usa el modelo estático, pero en este caso los costos futuros son nulos y los costos inmediatos son los totales; finalmente, los costos de cada estado r determinan la CF de la etapa anterior; c) luego se pasa a la etapa t , donde la central decide el uso de agua que dé el menor costo total para cada estado de almacenamiento. El costo futuro ya se conoce porque se calculó en el paso anterior de esta iteración. Para determinar la solución óptima en el estado de almacenamiento r se deben considerar todos los posibles estados s de la etapa siguiente, luego se determinan los costos de cada posible transición r a s y finalmente se selecciona la de menor costo total (costos futuros del estado s más costo inmediato de la transición r a s). Para calcular los costos asociados a cada transición r a s se usa el modelo estático. Por último, los costos totales óptimos de cada estado r determinan la CF de la etapa anterior ($t - 1$); d) se sigue retrocediendo hasta la primera etapa donde se determina el mínimo costo esperado total del horizonte de estudio.

Formalmente, el problema que debe resolver una central hidráulica en cada etapa t y para cada estado de almacenamiento es el siguiente:

$$CF(r, t) = \min_s \{CI(r, t \rightarrow s, t + 1) + CF(s, t + 1)\} \quad [34]$$

donde r es el estado de almacenamiento al comienzo de la etapa t , s son los estados de almacenamiento al final de la etapa t , $CF(r, t)$ es el costo futuro esperado al comienzo de la etapa t para el estado de almacenamiento $e_t = r$; $CI(\cdot)$ es el costo inmediato de la etapa t si se pasa de un estado de almacenamiento $e_t = r$ a un estado $e_{t+1} = s$. El costo inmediato se calculado con el modelo estático, sumando los costos de todas las centrales térmicas para satisfacer la demanda que no es satisfecha por la generación hidráulica; así, el costo inmediato de la etapa t para un estado cualquiera es:

$$CI_t = \sum_i C(q_t(i)^*) \quad [35]$$

los valores $q_t(i)^*$ son entregados por el modelo estático respectivo.

Estrategia no cooperativa

Las centrales hidráulicas actúan igual que las centrales térmicas en el modelo estático, es decir, buscan la maximización individual sin considerar a las demás centrales que pertenecen a la misma firma. La función de cada central hidráulica en la programación dinámica es entonces maximizar la suma de su beneficio inmediato y su beneficio futuro esperado. La programación dinámica de cada empresa es similar a la de la estrategia anterior, pero con el fin de maximizar los beneficios en vez de minimizar el costo total.

El procedimiento se sintetiza así: a) se definen los estados de almacenamiento para cada etapa; b) se comienza en la última etapa t ; como el agua se debe usar totalmente en el horizonte de estudio, en la etapa $(t + 1)$ la programación dinámica debe pasar obligatoriamente al estado 1 (nivel de almacenamiento = 0%) y hay que determinar los costos de este paso para cada estado de almacenamiento r ; para calcular los beneficios de este traspaso se uso el modelo estático, en este caso los beneficios futuros son nulos y los beneficios inmediatos son los totales; finalmente, los beneficios de cada estado r determinan la curva de beneficios futuros (BF) de la etapa anterior; c) luego se pasa a la etapa t , donde la central decide el uso de agua que da un mayor beneficio total para cada estado de almacenamiento. En este caso también se conoce el beneficio futuro porque se calculó en el paso anterior de esta iteración; para encintrar la solución óptima del estado de almacenamiento r se deben considerar todos los posibles estados s de la etapa siguiente, luego

se determinan los beneficios de cada posible transmisión r a s y se selecciona la que produce un mayor beneficio total (beneficio futuros del estado s más beneficio inmediato de la transición r a s); para calcular los beneficios de cada transición r a s se usa el modelo estático; los beneficios totales óptimos de cada estado r determinan la BF de la etapa anterior ($t - 1$); d) se sigue retrocediendo hasta la primera etapa donde se determina el beneficio máximo esperado total para el horizonte de estudio.

Formalmente el modelo que debe resolver una central hidráulica en cada etapa t y cada estado de almacenamiento r es:

$$BF(r,t) = \text{Max}_s \{BI(r,t \rightarrow s,t+1) + BF(s,t+1)\} \quad [36]$$

Donde $BF(r, t)$ es el beneficio futuro esperado al comienzo de la etapa t para el estado de almacenamiento $e_t = r$ y $BI(r, t)$ es el beneficio inmediato en la etapa t si se pasa de un estado de almacenamiento $e_t = r$ a un estado $e_{t+1} = s$. De nuevo se utiliza el modelo estático para determinar el comportamiento de las centrales térmicas en cada etapa de la programación para cada posible decisión de uso de agua. Pero obviamente se utiliza el modelo que corresponde a esta estrategia (no cooperativa), donde las unidades térmicas maximizan sus beneficios individuales.

$BI(r, t)$ es el producto entre la energía generada por esa firma y el precio de equilibrio del mercado, este último determinado por el modelo estático; así el beneficio inmediato de la unidad hidráulica j en la etapa t es:

$$BI_i(J) = g_i(J) * p_t \quad [37]$$

Donde $g_i(J)$ es la generación de la unidad hidráulica j en la etapa t y p_t es el precio de equilibrio del mercado en dicha etapa.

Estrategia colusiva

Las firmas hidroeléctricas toman decisiones estratégicas para maximizar los beneficios totales de la firma a la que pertenecen, incluido el beneficio de sus centrales térmicas. Por tanto, el objetivo de las firmas con centrales hidráulicas en la programación dinámica es maximizar el beneficio inmediato de toda la firma más el beneficio futuro esperado.

El procedimiento para resolver la programación dinámica de cada empresa sigue los mismos pasos de la estrategia anterior. Pero en este caso se utiliza el modelo estático que corresponde a esta estrategia (juego por firmas) para determinar el beneficio inmediato de cada posible transición del estado r

al estado s y, además, se incorpora el beneficio obtenido por las centrales térmicas que pertenecen a la firma.

El planteamiento matemático del problema que enfrenta cada firma es idéntico al anterior, con la diferencia de que BI considera el beneficio de la central hidráulica y el de las centrales térmicas de la firma, es decir:

$$BI_t(j) = BIH_t(j) + BIT_t(j) = g_t(j) * p_t + \sum_{i=1}^{n_j} \{q_t(i,j) * p_t - C(q_t(i,j))\} \quad [38]$$

donde $g_t(j)$ es la generación hidráulica total de la firma j en la etapa t , $q_t(i, j)$ la cantidad producida por la unidad térmica i de la firma j en la etapa t , $Cq_t(i, j)$ los costos de producir dicha cantidad. Así BI es la suma del beneficio inmediato hidráulico BIH más el beneficio térmico inmediato BIT; el precio de equilibrio p_t y las cantidades producidas por las centrales térmicas de la firma $q_t(i, j)$ son resultados del modelo estático respectivo.

APLICACIÓN AL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DE CHILE (SIC)

En Chile, la energía eléctrica no se suministra a través de un sistema eléctrico único, sino a través de cuatro sistemas no interconectados, es decir, cada uno funciona de manera independiente; la energía que se genera en el norte no se puede consumir en la zona central ni en el sur: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC) y los sistemas de Aysén y Magallanes. Además de ser independientes se diferencian por su tamaño, parque generador y tipo de clientes. El SIC, el más grande del país, acumula casi el 70% de la capacidad instalada, es un sistema mixto en cuanto al parque generador y sirve sobre todo a clientes no regulados. El SING, el segundo más grande del país, tiene un parque generador en su mayoría térmico y sirve principalmente a grandes consumidores. Los sistemas del sur, Aysén y Magallanes, no sólo son más pequeños en cuanto a parque generador (y número de clientes), sino que su organización industrial es muy distinta de la del SIC y del SING pues la producción, transmisión y comercialización de energía se hace a través de una sola empresa, verticalmente integrada (Edelaysen en el sistema de Aysén, y Edelmag en Magallanes).

La ley vigente distingue tres actividades: generación (producción de electricidad propiamente tal), transmisión (transporte de energía en cables de alta tensión) y distribución (comercialización y transporte de energía, por líneas de baja tensión, a los consumidores finales). En teoría, estas tres actividades dan lugar a tres precios distintos: de generación, de transmisión y de distri-

bución. El precio efectivo que se cobra depende del tipo de consumidor: los pequeños (capacidad instalada menor a 2MW) pagan un precio regulado (fijado por la autoridad) y los grandes un precio no regulado, fijado libremente por las partes. La Comisión Nacional de Energía (CNE) calcula cada seis meses el precio regulado de generación o precio nudo. Teóricamente, el nivel que fija refleja el costo marginal promedio de producir energía en el período en cuestión, que se calcula tomando en cuenta, entre otros, el precio esperado de los combustibles, el valor económico de los recursos hídricos, las proyecciones de demanda y las condiciones hidrológicas de los últimos 40 años. El cuadro 1 presenta las principales características de los sistemas eléctricos en Chile:

CUADRO 1
PRINCIPALES SISTEMAS ELÉCTRICOS DE CHILE

Sistema eléctrico	Potencia instalada (MW)	Energía bruta generada (GWh/año)
SING	2.623,0	9.327,0
SIC	6.653,0	29.577,0
Sistema de Aysén	19,0	74,7
Sistema de Magallanes	64,3	163,0

El SIC está formado por las centrales generadoras y los sistemas de transmisión que operan en forma interconectada desde Taltal por el norte hasta la isla grande de Chiloé por el sur. En esa área geográfica habita cerca del 93% de la población, en una superficie de 326.412 km², el 43% del total del país excluida la superficie del Territorio Antártico Chileno.

El SIC está constituido por la interconexión de los sistemas eléctricos de transmisión y las centrales generadoras de distintas empresas. El cuadro 2 muestra la potencia instalada total de cada empresa generadora, es decir, su capacidad térmica y su capacidad hidráulica.

El cuadro 3 muestra la relación entre los componentes térmico e hidráulico, en términos de potencia instalada y de generación bruta en 2003. Se observa que el SIC es un sistema balanceado con predominio hidráulico.

Midiendo la participación de mercado de cada empresa por su capacidad instalada se puede calcular el grado de concentración del SIC utilizando

el índice Herfindahl-Hirschmann (HHI). Con los valores proporcionados por CDEC-SIC (2003) se obtiene un valor de $HHI_{sic} = 1681$, lo que indica un mercado moderadamente concentrado.

CUADRO 2
PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS DEL SIC SEGÚN POTENCIA
INSTALADA (PORCENTAJE)

Empresa	Participación
Endesa	32,6
Colbun S.A.	16,0
Gener S.A.	11,4
Otras	7,7
San Isidro	5,6
Sociedad Eléctrica Santiago	5,7
Pehuenche	9,4
Pangue S.A.	7,0
Guacolda S.A.	4,6

CUADRO 3
CONTRIBUCIÓN TÉRMICA E HIDRÁULICA SEGÚN CAPACIDAD
INSTALADA Y GENERACIÓN BRUTA (PORCENTAJE)

Capacidad instalada	Térmica
60,68	39,42
Generación bruta	Térmica
62,55	37,45

Pero esos valores no consideran que algunas empresas que participan en el SIC están relacionadas o controladas por un mismo *holding*. Aunque en el SIC existen alrededor de 20 empresas generadoras, la mayoría está ligada a cuatro grupos económicos: Endesa, Gener, Colbún y Pehuenche, en orden de tamaño. Si se agrupan las empresas relacionadas, se obtienen nuevos valores de participación en el SIC. Esta nueva participación se muestra en el cuadro 4 y da nuevo valor de $HHI_{sic}=3724$, que indica un mercado muy concentrado.

CUADRO 4
PARTICIPACIÓN POR HOLDING EN EL SIC SEGÚN
POTENCIA INSTALADA (PORCENTAJE)

Holding	Participación
Endesa	54,6
Gener S.A.	21,9
Colbún S.A	16,0
Otras	7,5

IMPLEMENTACIÓN Y RESULTADOS

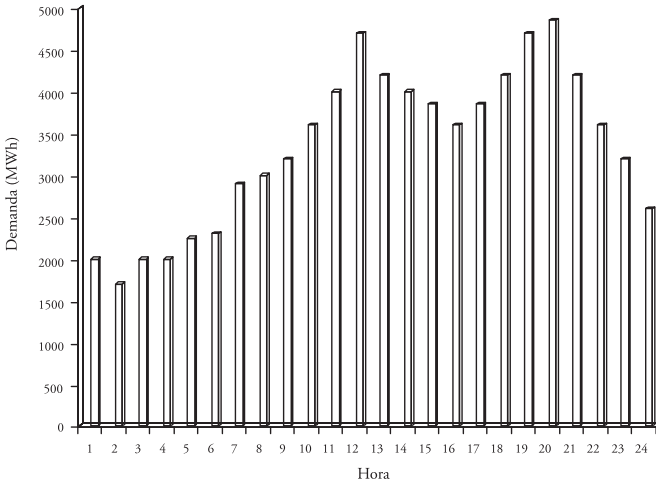
Para estimar el modelo se usó el programa MATLAB versión 5.1. Se tomó un horizonte de tiempo de un día dividido en 24 bloques horarios y se estudiaron las tres estrategias posibles: competitiva, no cooperativa y colusiva. Así se capta el comportamiento de los agentes en una Bolsa con ofertas horarias bajo las distintas estrategias.

La demanda

Para determinar la demanda del caso base se utilizaron los valores promedio de la operación del sistema en 2002. La demanda diaria promedio en ese año fue de 81,03 GWh, que se dividió entre los 24 bloques horarios según una distribución tipo. Los valores de referencia de la demanda que se utilizaron se presentan en la gráfica 3. Como precio de referencia se utilizó el precio de nudo de la energía calculado para el SIC en abril de 2003, 25,9 millones de KWh (CNE 2003).

El tercer y último parámetro para definir la demanda es la elasticidad en el punto de referencia. En el caso base se consideró una elasticidad de 0,08 para todas las etapas, que dado el horizonte de tiempo del estudio indica que el consumo de energía eléctrica es poco sensible al precio. La elección de ese valor no significa que se considere más representativo, es simplemente un valor intermedio en el rango de elasticidad que se estudió, como se verá más adelante.

GRÁFICA 3
DEMANDA DE REFERENCIA SIC, CASO BASE



Otros parámetros

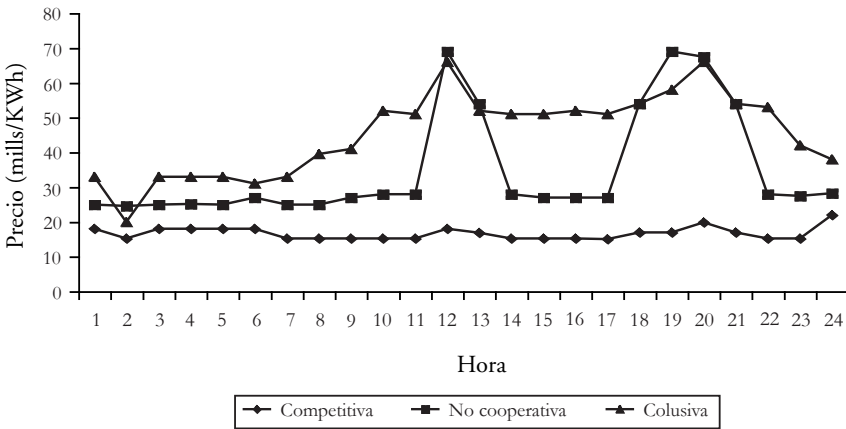
Las empresas de generación declaran públicamente los datos de los límites técnicos de operación y costos de combustibles de las centrales térmicas, y se tomaron de CNE (2003) y CDEC-SIC (2003). Para determinar la cantidad de agua disponible en el horizonte de estudio se recurrió al valor promedio de 2002. Y el agua disponible, medida por la energía eléctrica que puede producir, se calculó como el promedio de la generación bruta diaria de cada central hidráulica. Se obtuvo un valor total de 16,99 GWh diarios para las centrales hidráulicas de pasada y de 33,46 GWh diarios para las centrales hidráulicas de embalse. Se supuso que las centrales de pasada tienen una generación constante durante el horizonte, en este caso 708 MWh cada hora.

Como criterio de convergencia para las iteraciones del modelo estático se consideró un margen del 5% de diferencia entre las cantidades ofrecidas en una iteración y la siguiente; este margen se calcula como la suma de los valores absolutos de la diferencias porcentuales de cada central entre una y otra iteración. Además, para definir el número de estados (niveles de almacenamiento) de la programación dinámica se consideraron escalones discretos de 100 MWh.

Resultados

La gráfica 4 muestra los precios de equilibrio de los horarios observados en la Bolsa para el horizonte de estudio y las estrategias analizadas. En la estrategia competitiva el precio es prácticamente constante a lo largo del horizonte, debido a la capacidad de las centrales hidráulicas de embalse para usar mayor cantidad de agua en las horas de mayor demanda, sin utilizar centrales térmicas más caras. En la estrategia no cooperativa se observa un sobreprecio moderado en la mayoría de las etapas, pero en algunas horas pico es mucho mayor, debido a la gran disminución del agua utilizada en esas horas. Por último, la estrategia colusiva arroja un resultado categórico, con un fuerte sobreprecio en todas las etapas, que se eleva en las horas de mayor demanda.

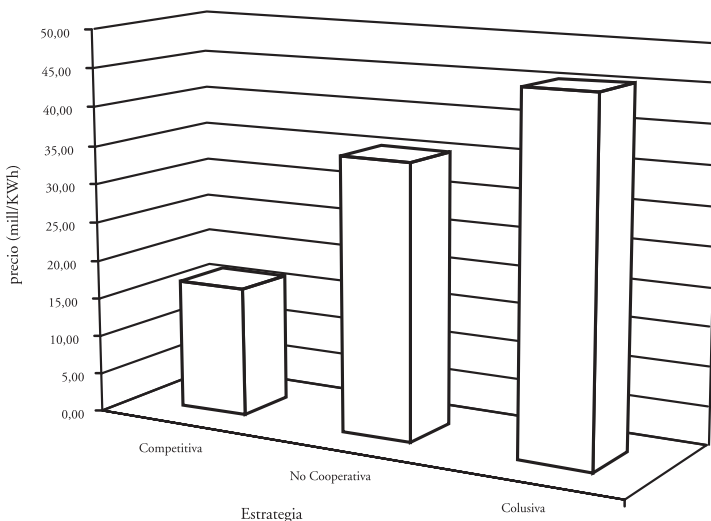
GRÁFICA 4
PRECIOS DE EQUILIBRIO



La gráfica 5 muestra los precios de equilibrio promedio para cada una de las estrategias.

La gráfica 6 muestra los índices de Lerner por hora calculados para ambas estrategias. Las conclusiones sobre el comportamiento de los precios son iguales a las de la gráfica 4. En general, los índices de Lerner aportan información adicional a la gráfica, que sólo presenta los precios, pues muestran en porcentaje las desviaciones de los precios obtenidos con respecto al precio competitivo, y son una medida efectiva del poder de mercado.

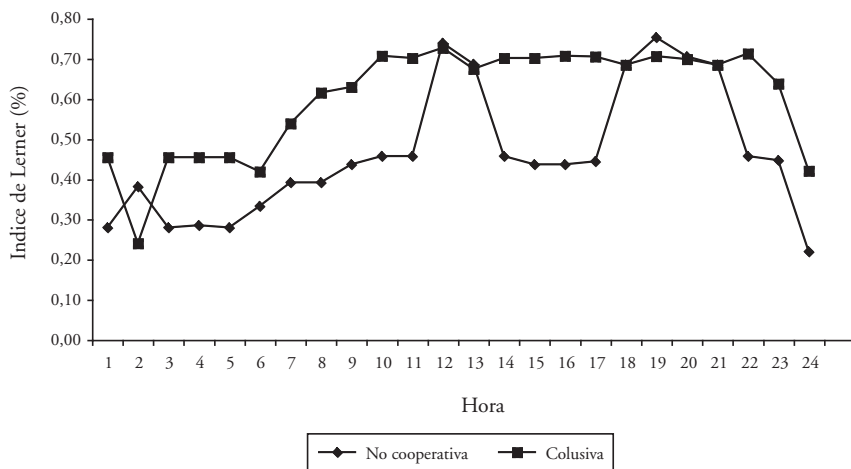
GRÁFICA 5
PRECIOS DE EQUILIBRIO PROMEDIO



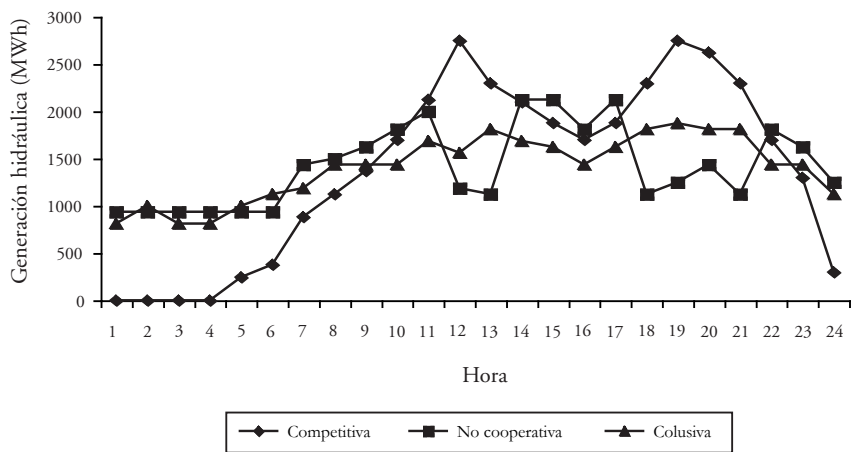
En la gráfica 7 se observa que en la estrategia competitiva se usa mayor cantidad de agua embalsada en las horas pico de demanda y de esta forma se desplaza generación térmica más cara. Los resultados de la estrategia no cooperativa indican que el uso del agua durante el día es más parejo; además, en algunas horas pico se observa una fuerte disminución del agua utilizada, que origina el sobreprecio de la gráfica 4. Finalmente, en la estrategia colusiva también se observa una utilización pareja del agua a lo largo del horizonte, lo que permite elevar el sobreprecio en las horas de mayor demanda.

La gráfica 8 muestra la generación hora a hora para la estrategia competitiva, descompuesta por tipo de generación (hidráulica de pasada, hidráulica de embalse, térmica estratégica o térmica tomadora de precios). Mientras que la gráfica 9 da la misma información para la estrategia colusiva. Al comparar ambas gráficas se puede reafirmar que, en la estrategia competitiva, la generación hidráulica de embalse se concentra en las horas pico, pero está mucho más repartida a lo largo del horizonte en la estrategia colusiva. Además, en esta última estrategia la generación total en cada hora es menor que en el caso competitivo, porque los precios de equilibrio son también mayores para la estrategia, lo que lleva a que la demanda de energía eléctrica disminuya linealmente.

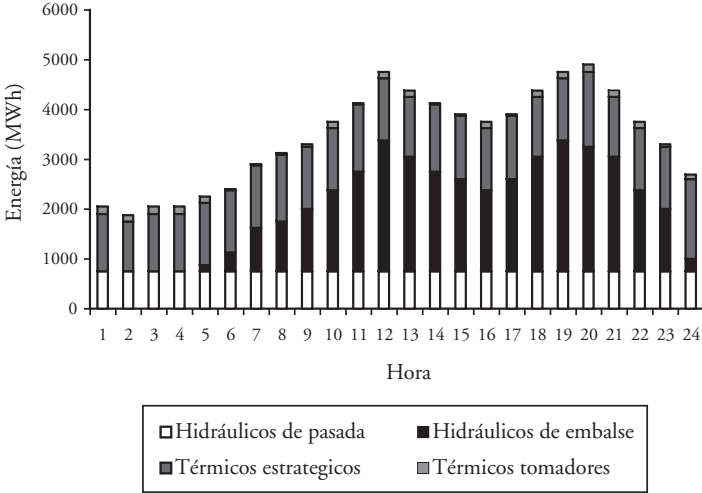
GRÁFICA 6
ÍNDICE DE LERNER POR HORA



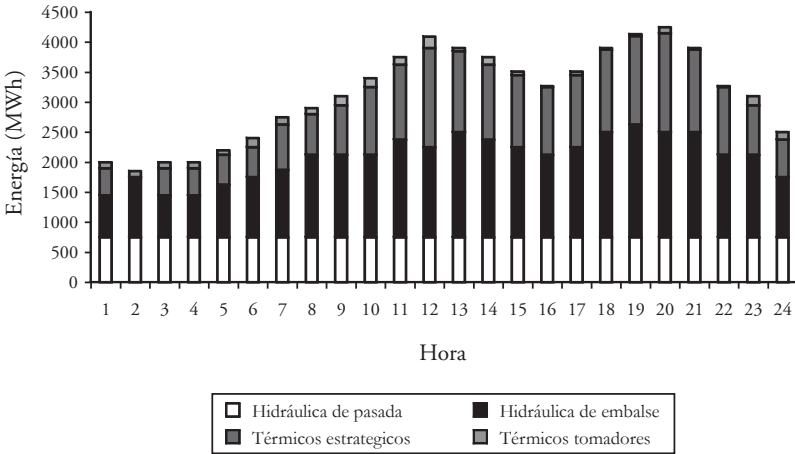
GRÁFICA 7
GENERACIÓN HIDRÁULICA TOTAL



GRÁFICA 8
DESCOMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN
Estrategia competitiva



GRÁFICA 9
DESCOMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN
Estrategia colusiva

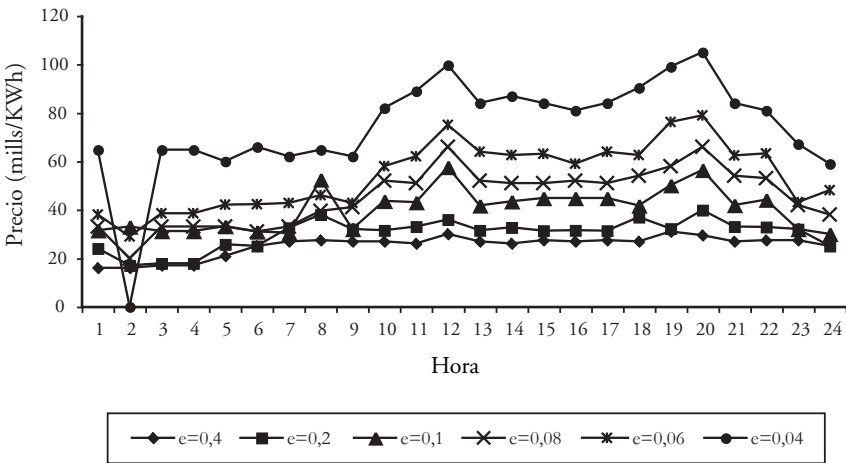


Resultados con distintas elasticidades de la demanda

Después se utilizó el modelo que desarrollamos con los datos del caso anterior, pero se utilizaron distintos valores para la elasticidad de la demanda en el punto de referencia, que reflejan las sensibilidades ante posibles variaciones del precio del mercado eléctrico.

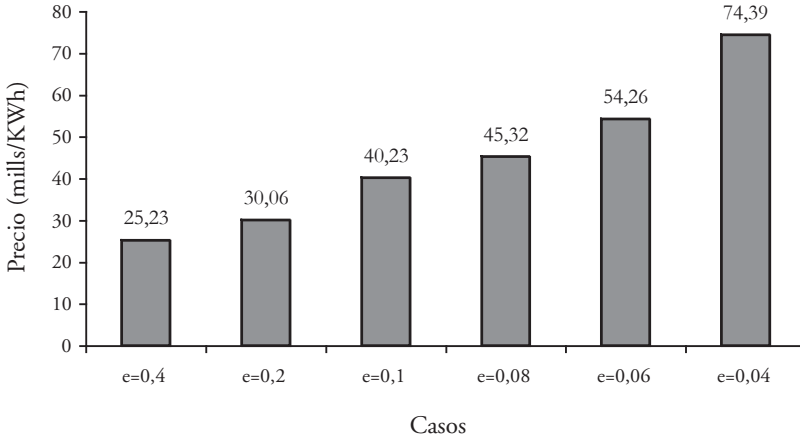
La gráfica 10 muestra los precios de equilibrio de horarios para la estrategia colusiva y los distintos valores de elasticidad de demanda; la gráfica 11 muestra los precios promedio de cada caso. Se observa que los precios aumentan a medida que baja la elasticidad de la demanda de energía eléctrica. Esto obedece a que la reacción ante los cambios de precios es menor cuando la elasticidad es más baja, lo que permite que los generadores suban sus ofertas fuertemente sabiendo que la cantidad demandada no variará en forma importante.

GRÁFICA 10
 PRECIOS DE EQUILIBRIO DE HORARIOS
 Estrategia colusiva para distintos valores de elasticidad de la demanda



Las gráficas indican claramente que los resultados del modelo, en cuanto a precio de equilibrio, dependen en gran medida de la elasticidad de la demanda; como era de esperar, pues el modelo se basa en los principios oligopólicos de Cournot, según los cuales el precio resultante depende fuertemente de la elasticidad de la demanda. Aunque no se disponga de

GRÁFICA 11
PRECIOS DE EQUILIBRIO PROMEDIO
Estrategia colusiva y distintos valores de elasticidades de la demanda



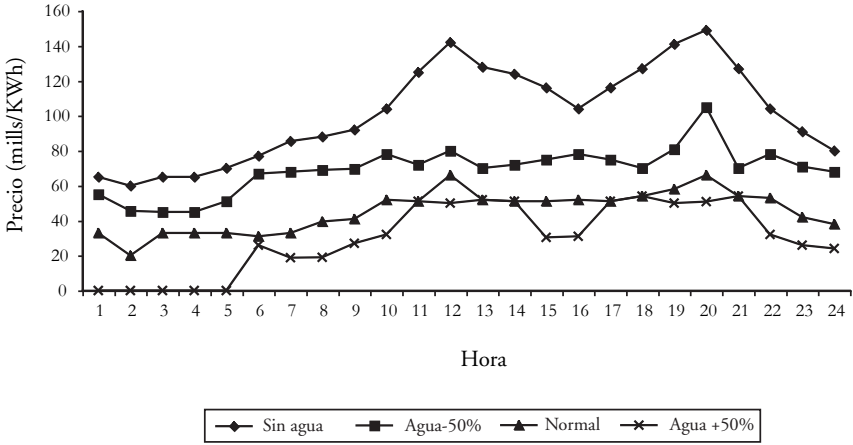
un valor preciso de esta elasticidad, del modelo se pueden extraer conclusiones valiosas, sobre todo en cuanto al comportamiento de la oferta de cada generador y a los cambios de este comportamiento cuando varían las condiciones del mercado.

Resultados considerando agua embalsada

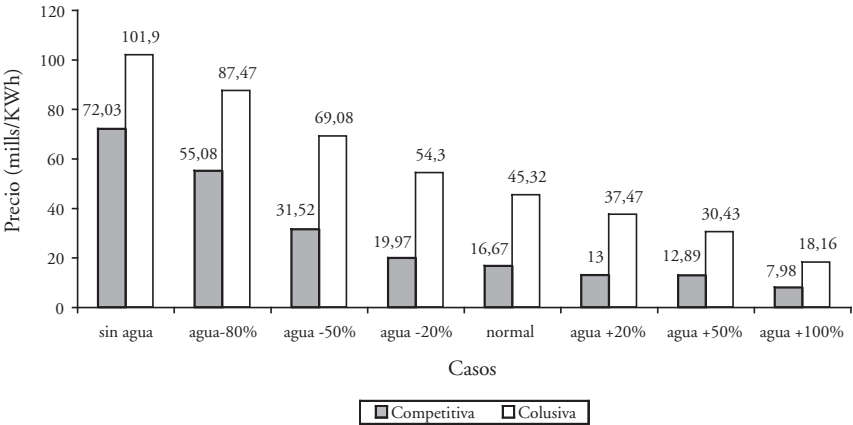
a) Resultados para diferentes volúmenes de agua disponible

Hasta el momento hemos considerado que el agua disponible en el día corresponde a la generación hidroeléctrica diaria promedio de 2003. Para apreciar la influencia del volumen de agua disponible sobre la operación, se utilizó el modelo con diferentes valores de este parámetro. En la gráfica 12 se muestran los precios de equilibrio de horarios para la estrategia colusiva, considerando diferentes volúmenes de agua disponible. La gráfica 13 indica los precios promedio para esta estrategia y los distintos casos de agua disponible.

GRÁFICA 12
 PRECIOS DE EQUILIBRIO
 Estrategia colusiva y diferentes valores de energía hidráulica disponible



GRÁFICA 13
 PRECIOS DE EQUILIBRIO PROMEDIO
 Distintos valores de energía hidráulica disponible



En ambas gráficas se observa que los precios se elevan considerablemente a medida que disminuye el agua disponible. Esto obedece a que, en este caso, hay menor competencia entre las centrales hidráulicas y la mayor parte de la demanda debe ser satisfecha por centrales térmicas más caras que elevan los precios gracias a la escasa oferta. En cambio, los precios disminuyen a medida

que aumenta el volumen de agua disponible, debido a que una mayor parte de la demanda es satisfecha por las centrales hidráulicas que, como vimos, están obligadas a usar el agua disponible en el horizonte de estudio.

No es posible sacar conclusiones categóricas acerca de los sobrepuestos en los distintos casos. El precio baja a medida que aumenta el agua disponible en la estrategia colusiva, pero también el precio competitivo, y en términos comparativos los efectos se van compensando. En situaciones de extrema falta de agua el sobrepuesto parece disminuir fuertemente, pero esto tampoco es concluyente porque la elasticidad de la demanda aumenta mucho a precios tan altos, debido a que la demanda se representa como una recta, lo que distorsiona los resultados.

Una conclusión importante de este análisis es que el precio de la energía eléctrica depende fuertemente de las condiciones hidrológicas. Esto lleva a pensar que en un horizonte más largo se debe considerar el agua disponible como variable estratégica.

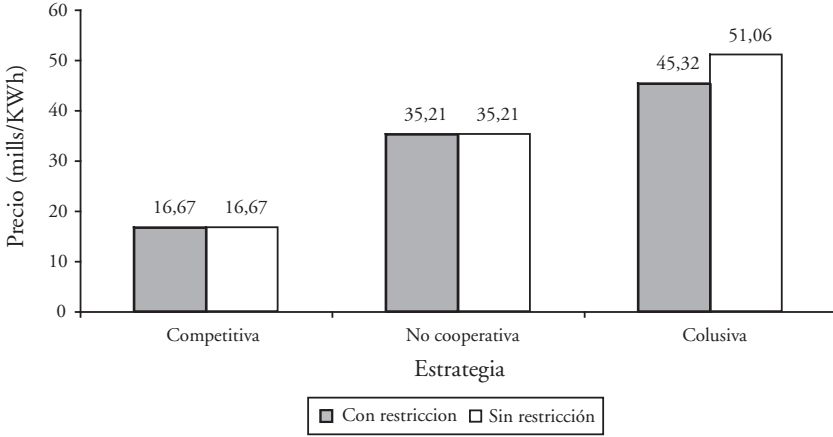
b) Resultados considerando la posibilidad de verter agua

Ante la imposibilidad de considerar la dimensión estratégica del agua, el modelo dinámico establece que se dispone de un volumen fijo de agua determinado previamente, en una programación de uso de agua que escapa a este modelo. Además, impone la condición de usar el agua en su totalidad durante el horizonte de estudio. Pero esta última restricción se puede levantar para analizar su efecto sobre los resultados: las centrales hidroeléctricas siguen teniendo un volumen de agua disponible previamente determinado pero pueden elegir entre utilizarlo en su totalidad o verter parte del agua. Con esta relajación, el modelo deja de representar correctamente el valor estratégico del agua (como ya vimos), y sólo se lleva a cabo para analizar la importancia de esta restricción y mostrar la flexibilidad del modelo.

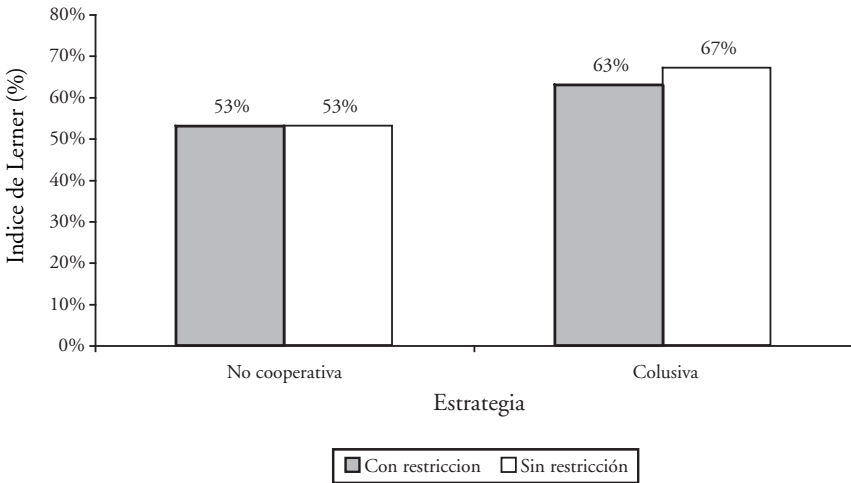
Para hacer este cambio basta modificar levemente el mecanismo de solución de la programación. Simplemente se levanta la obligación de que en la última etapa t sea obligatorio pasar al estado 1 (nivel de almacenamiento 0%). Para observar el efecto se corre el modelo con los datos iniciales incorporando esta última modificación. Los resultados se presentan en la gráfica 14, que muestra los precios promedio de las distintas estrategias, con y sin la restricción. La gráfica 15 muestra los índices de Lerner correspondientes.

Como se observa, los resultados de las estrategias competitiva y no cooperativa no sufren ningún cambio, pero en la estrategia colusiva el precio es mayor cuando se levanta la restricción.

GRÁFICA 14
PRECIOS DE EQUILIBRIO PROMEDIO
Con y sin la restricción de usar toda el agua disponible



GRÁFICA 15
ÍNDICE DE LERNER PROMEDIO
Con y sin la restricción de usar toda el agua disponible

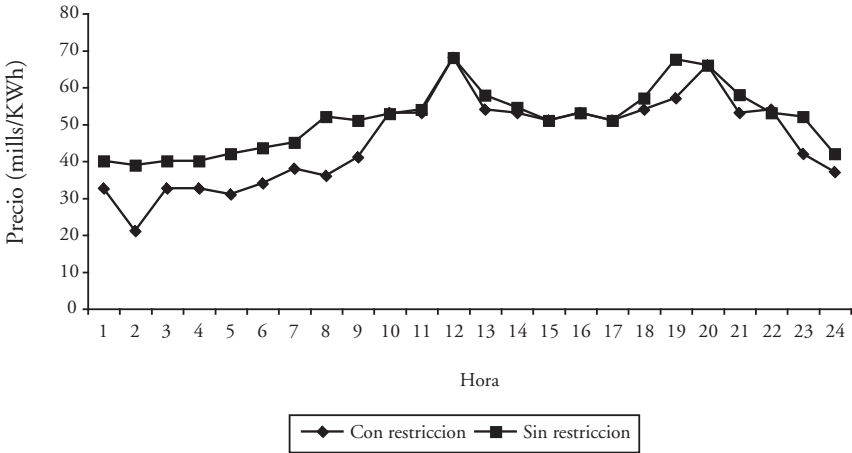


La gráfica 16 muestra los precios horarios de la estrategia colusiva, con y sin la restricción. Se observa que la diferencia de precios promedio se explica principalmente por el mayor sobreprecio en las horas fuera del pico

de demanda en el caso de no existir la restricción de uso total del agua disponible.

Finalmente, la gráfica 17 muestra la generación hidráulica total hora a hora para la estrategia colusiva que se obtiene en ambos casos. Cuando se levanta la restricción, las centrales utilizan menor cantidad de agua a lo largo del horizonte. La diferencia más notoria se observa en las horas fuera del pico de demanda, lo que posibilita el mayor sobreprecio a esas horas. Aunque esta última solución otorga un mayor beneficio en el horizonte, porque se relajó una restricción, este resultado no es compatible con la optimización en un periodo más largo, porque el modelo supone que una programación de este tipo había determinado el volumen óptimo de agua que se utilizará durante el horizonte, y debe usarse en su totalidad.

GRÁFICA 16
PRECIOS DE EQUILIBRIO HORA A HORA
Estrategia colusiva, con y sin la restricción de usar toda el agua disponible

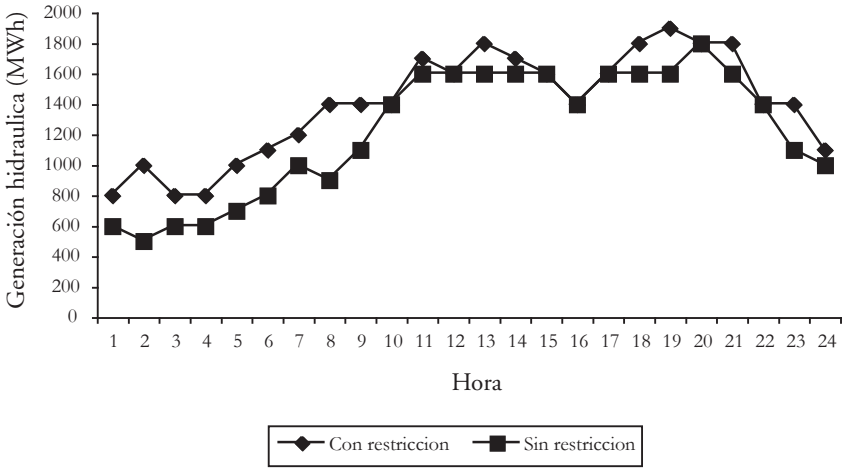


Colusión entre firmas participantes

Una de las ventajas que presenta el modelo desarrollado es la facilidad de representar la colusión de los agentes. Este se debe a que el modelo considera a cada entidad generadora como un agente independiente (no cooperativa) y luego las agrupa para que optimicen sus utilidades en forma conjunta (colusiva). De este modo, para representar la colusión entre dos o más firmas

GRÁFICA 17
 GENERACIÓN HIDRÁULICA TOTAL

Estrategia colusiva, con y sin la restricción de usar toda el agua disponible



basta con indicarle al modelo que todas las unidades que pertenecían a cada una de ellas ahora pertenecen a una sola agrupación.

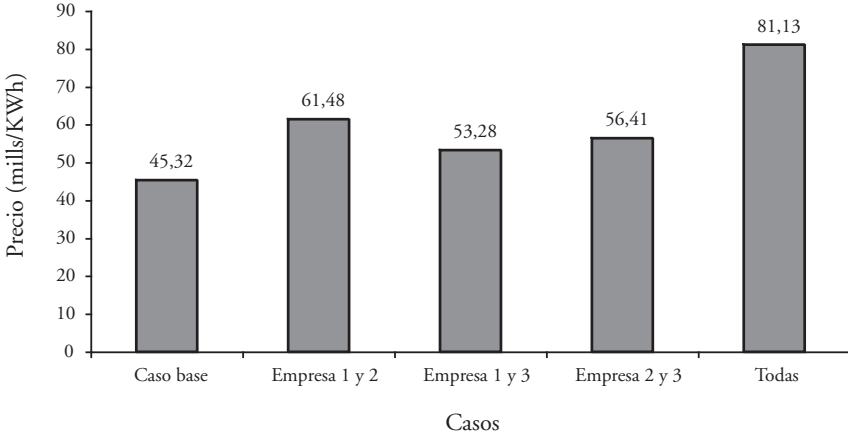
De esta forma, se utilizó el modelo para la estrategia colusiva, considerando las distintas posibilidades de colusión entre los tres principales participantes del SIC. En la gráfica 18 se muestran los precios promedio obtenidos para la estrategia colusiva, en donde se puede apreciar que los precios promedio de los casos en que existe colusión son, tal como era de esperarse, superiores al caso base (sin colusión). Además, se observa que los resultados varían fuertemente dependiendo de que empresas son las que se agrupan, esto se explica principalmente debido a las distintas participaciones de mercado que tiene cada una y a las características propias de las unidades que poseen.

Estudio de ofertas para un horizonte mayor

Hasta el momento se han analizados ofertas en una Bolsa de energía para el horizonte de estudio, pero el modelo de las secciones anteriores es más general. Es posible utilizarlo para estudiar el comportamiento de ofertas diferentes a las del horizonte propuesto, por ejemplo, dos semanas.

En este contexto, se lo utilizó para analizar el comportamiento de una Bolsa en el SIC, pero con ofertas diarias en un horizonte de dos semanas. Los

GRÁFICA 18
PRECIOS DE EQUILIBRIO PROMEDIO
Estrategia colusiva y distintas alternativas de colusión



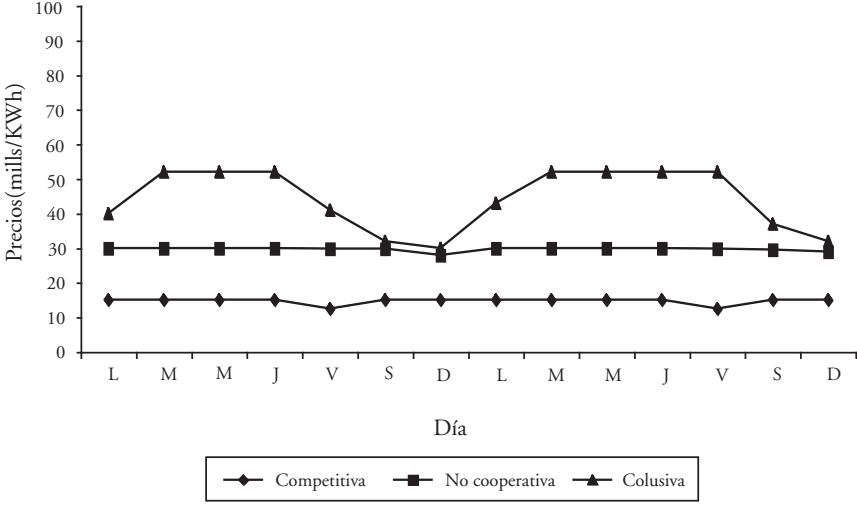
datos de entrada son los mismos que los de las secciones anteriores, pero ajustados a la nueva duración de cada etapa. Se consideró una demanda lineal para cada etapa y una elasticidad de 0,08.

La gráfica 19 muestra los precios de equilibrio de las distintas estrategias. Los resultados son similares a los del caso de ofertas horarias: precios casi constantes en la estrategia competitiva y altos niveles de sobreprecio, especialmente en los días de mayor demanda (lunes a viernes), en la estrategia colusiva.

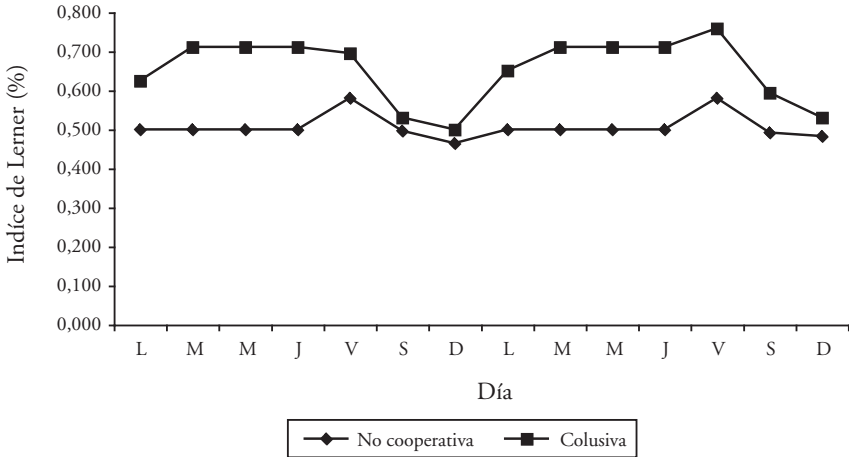
La gráfica 20 muestra los Índices de Lerner para ambas estrategias. Igual que con las ofertas horarias, el mayor sobreprecio se produce en las horas de mayor demanda, ya que las firmas pueden retener generación hidráulica y afectar los precios ejerciendo mayor poder de mercado.

La gráfica 21 muestra la generación diaria total de las centrales hidroeléctricas de embalse para las distintas estrategias. Los resultados se asemejan a los anteriores: en la estrategia competitiva se usa la mayor cantidad de agua en las etapas de mayor demanda (lunes a viernes), pero en ambas estrategias el uso del agua es más parejo durante la semana.

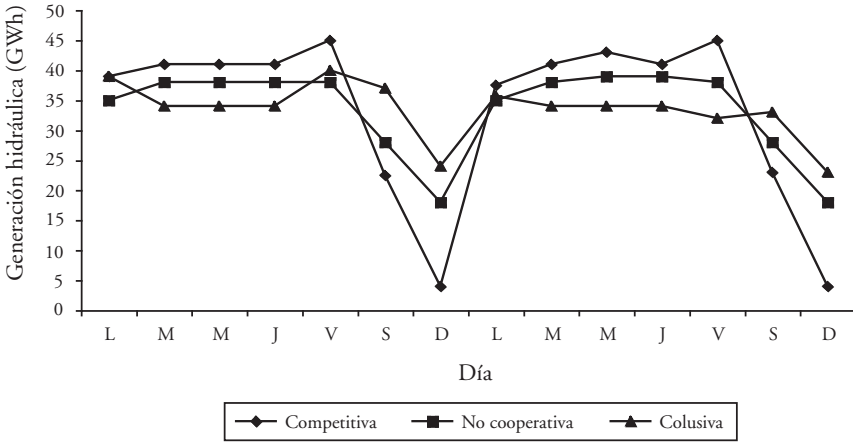
GRÁFICA 19
PRECIOS DIARIOS DE EQUILIBRIO



GRÁFICA 20
ÍNDICE DE LERNER POR DÍA



GRÁFICA 21
GENERACIÓN HIDRÁULICA TOTAL DIARIA



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

El modelo de simulación que proponemos en este artículo es una herramienta útil para analizar el comportamiento, en el horizonte de estudio, de los agentes de un mercado hidrotérmico competitivo de generación eléctrica basado en ofertas libres a una Bolsa de energía. Este trabajo contribuye así al estudio empírico de medidas reguladoras en el marco de la liberalización de los mercados eléctricos de generación. El principal elemento diferenciador de este trabajo es que el modelo puede representar un mercado hidrotérmico, mientras que la mayoría de los estudios sobre mercados eléctricos competitivos sólo incluyen centrales térmicas. Además, aporta nuevos elementos al análisis de los mercados hidroeléctricos en general, como la posibilidad de que ambos tipos de centrales actúen estratégicamente al mismo tiempo, el análisis de las diferentes estrategias que pueden adoptar las firmas y la posibilidad de analizar la colusión entre agentes.

Al analizar la aplicación del modelo al SIC se obtienen valiosas conclusiones acerca del comportamiento de las firmas cuando actúan estratégicamente en un mercado hidrotérmico como éste. Cuando actúan estratégicamente para maximizar sus beneficios se produce una notable alza del precio de equilibrio de la energía, principalmente en las horas de mayor demanda. Además, las firmas con capacidad de generación hidráulica de embalse usan menor cantidad de agua en los periodos de mayor demanda para propiciar el alza de precios en esas horas.

Los resultados numéricos dependen del valor de la elasticidad de la demanda, como era de esperar pues el modelo se basa en los principios de Cournot. Esto no limita el análisis porque si no se tienen estimaciones confiables de la elasticidad precio de la demanda, este tipo de estudio permite simular diversos escenarios considerando valores diferentes y analizando sus consecuencias sobre el mercado.

También cabe destacar la influencia del nivel de agua disponible sobre los precios de la energía. Igual que un modelo de despacho de costo mínimo, nuestro modelo estratégico indica que los precios se elevan a medida que hay mayor cantidad de agua disponible, lo que es lógico debido a que se utilizan centrales térmicas, que son más caras.

Una de las grandes dificultades para implementar mercados eléctricos competitivos es el ejercicio del poder de mercado, debido a la ineficiencia económica asociada y a las rentas económicas de las empresas. No obstante, en todo mercado competitivo se genera algún grado de poder de mercado y una regulación excesiva para evitarlo suele tener peores consecuencias en cuanto a productividad.

Las líneas de investigación sobre el tema deberían incluir el desarrollo de modelos que permitan abordar directamente la dimensión estratégica del agua, para ello habrá que considerar la capacidad de regulación interanual de los distintos embalses y la dimensión estocástica de la hidrología, entre otros aspectos. En cuanto al nivel de precios y el poder de mercado, se podrían analizar los efectos de medidas mitigadoras como contratos bilaterales, ofertas de demanda, límites a la oferta de los generadores o incentivos a la competencia que disminuyan los altos niveles de concentración.

Los mercados regulados tienen un control centralizado, que indica el precio del bien, el nivel de consumo, de inversión, etc. Cuando se desregula un mercado, es sustituido por el mecanismo esencial del mercado libre: el precio. Los precios indican el nivel de inversión que requiere el mercado, la cantidad que se ha de producir, etc. Pero es difícil encontrar un mercado eléctrico en el que los precios cumplan cabalmente esta función. En los distintos tipos de mercados los consumidores no perciben el costo real de la energía. Además, los precios de equilibrio facilitan el ejercicio del poder de mercado por los generadores, ya que al no existir elasticidad de la demanda, pueden subir los precios sin bajas en el consumo, como sucedió en California. Esto deja en evidencia que se requieren precios más flexibles para que el mercado se adapte a las condiciones de oferta.

Por otra parte, es esencial que los organismos a cargo del sector eléctrico sean independientes del gobierno, para que no primen criterios políticos de corto plazo sobre los criterios técnicos y económicos. Una lección importante es que la desregulación de los mercados eléctricos es un proceso dinámico, que requiere instituciones independientes y flexibles, capaces de responder en forma rápida y efectiva ante las nuevas condiciones del mercado. Para ello es fundamental que las instituciones a cargo de la política energética sean independientes del gobierno de turno.

En general, la regulación de los mercados eléctricos busca asegurar la suficiencia de los sistemas en el largo plazo, y para ello se han diseñado esquemas de precios mayoristas que permiten que el mercado dé las señales de expansión del sistema. Pero no se han establecido sistemas de precios minoristas flexibles que permitan que el mercado lleve a un equilibrio eficiente entre oferta y demanda en el corto plazo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arellano, S. (2002) Diagnosing Market Power in Chile in Electricity Industry. Documento de Trabajo 214, PUC.
- Barquin J. (2000) *Modelos para el análisis de mercados de energía eléctrica*. Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas.
- Barroso, L. (2000) *Esquemas competitivos en sistemas hidrotérmicos: comportamiento estratégico de agentes generadores en ambiente de mercado*. Instituto de Matemática, Universidad Federal de Río de Janeiro, Brasil.
- Battle, C., I. Otero-Novas, J. J. Alba, C. Meseguer, and J. Barquin (2000) A model based in numerical simulation techniques as a tool for decision-making and risk-management in a wholesale electricity market, Sexta Conferencia Internacional de Métodos Probabilísticos Aplicados a Sistemas Eléctricos, Portugal.
- Borenstein, S. (1999) Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets. Working Paper CPC99-008, University of California Energy Institute, Berkeley.
- Borenstein, S. (2001) The Trouble with Electricity Markets (And Some Solution), Working Paper PWP-081, University of California Energy Institute, University of California, Berkeley, Ca.
- Borenstein, S. and J. Bushnell (1997) An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California Electricity Industry. Paper presented in the Electricity Industry Restructuring Second Annual Research Conference.

- Borenstein, S., J. Bushnell and F. Wolak (1999) Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Market. Working Paper PWP-064, University of California Energy Institute, University of California, Berkeley, Ca.
- Borenstein, S., J. Bushnell, and R. Knittel (1999) Market Power in Electricity Markets, Beyond Concentration Measures. *The Energy Journal* 20(4): 65-88.
- Comisión Nacional de Energía, Ministerio de Economía (2000) Anteproyecto, Ley General de Servicios Eléctricos. Documento para la discusión pública, septiembre, CNE.
- García, J. y J. Barquin (2000) Self-Unit Commitment of thermal units in a competitive electricity market. IEEE 2000 PES Summer Meeting, Seattle, EEUU, July.
- Green, R. J. and D. M. Newbery (1992) Competition in the British Electricity Spot Market. *Journal of Political Economy* 100(5): 929-953.
- Joskow, P. and E. Kahn (2001) A quantitative analysis of pricing behavior in California wholesale electricity market during summer 2000. Draft, MIT.
- Kelman, R., L. A. Barroso and M. V. Pereira (2001) Market power assessment and mitigation in hydrothermal systems. *IEEE Transactions on Power Systems*. 16(3): 354-359.
- Klemperer, Paul D. and Margaret A. Meyer (1989) Supply Function Equilibria in Oligopoly Under Uncertainty. *Econometrica* 57: 1243-77.
- Littlechild, S. C. (2004) *Competition and Regulation in the UK Electricity Market*, Institute d'Économie Publique, IDEP 14(1): 3-14.
- Montero, J. P. y J. M. Sánchez (2001) Crisis eléctrica en California: algunas lecciones para Chile. Documento de Trabajo Ingeniería Industrial, PUC.
- Montero, J-P. y H. Rudnick (2001) Precios eléctricos flexibles, *Cuadernos de Economía* 38(113): 91-109.
- Otero-Novas, I., C. Meseguer y J. J. Alba (1999) An iterative procedure for modeling strategic behavior in competitive generation markets. XIII Power System Computation Conference, Trondheim, Norway.
- Otero-Novas, I., C. Meseguer, C. Batlle y J. J. Alba (1998) A Simulation Model for a Competitive Generation Market. IEEE Power Engineering Society, Paper PE-380-PWRS-1-09-1998, publicado en IEEE *Transactions on Power Systems* 15(1): 250-256.
- Petrov, V., C. Richter and G. Sheble (2000) Predatory Gaming Strategie for Electric Power Markets. International Conference on Electricity Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, April 2000.

- Rudnick, H. (1998) Competitive Markets in Electricity Supply: Assessment of the South American Experience. *ABANTE* 1: 189-211.
- Von Der Fehr, N. B. and D. Harbord (1993) Spot Market Competition in The UK Electricity Industry. *Economic Journal* 103: 531-546.
- Wood, A. and Wollenberg, B. (1996) *Power Generation, operation and Control*. 2nd ed., New York: John Wiley Sons.

