

PRECIOS ELECTRICOS FLEXIBLES\*

JUAN-PABLO MONTERO\*\*

HUGH RUDNICK\*\*\*

ABSTRACT

*One of the critiques to the regulatory framework of the Chilean electricity sector is the lack of flexibility for regulated prices (nodal prices) to adapt to changes in supply and demand. We develop a simple model to estimate welfare losses when using uniform prices in such changing environment. Using data on price elasticity of demand, and monthly series of nodal and spot prices of the Central Interconnected System (SIC), we find short run losses in the range of 5 to 10%. More importantly, we find that the actual pricing scheme requires more than 30% of additional installed capacity than what would be required under a more flexible pricing scheme.*

\* Enviar toda correspondencia a J.-P. Montero, Pontificia Universidad Católica de Chile (PUC), Ingeniería Industrial, Casilla 306, Correo 22, Santiago. Tel: 686-4613, fax: 552-1608, e-mail: <jpmonter@ing.puc.cl>. Agradecemos a Patricio del Sol, Raúl Espinosa, Ricardo Raineri, José Miguel Sánchez, dos árbitros y participantes en un seminario en la PUC por numerosas sugerencias; a Raúl Schmidt por su ayuda con la obtención de datos; y a Endesa S.A. por su ayuda financiera. Las opiniones y posibles errores son de exclusiva responsabilidad de los autores.

\*\* PhD en Economía Industrial del MIT, profesor del Depto. de Ingeniería Industrial de la PUC e investigador asociado al Center for Energy and Environmental Policy Research del MIT.

\*\*\* PhD en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Manchester, profesor del Depto. de Ingeniería Eléctrica de la PUC.

*Keywords:* electricity pricing, electricity prices, regulation

*JEL Classification:* L51, L94.

## RESUMEN

*Una de las críticas al actual marco regulatorio del sector eléctrico en Chile es la rigidez de los precios regulados (precios de nudo) para adaptarse a constantes fluctuaciones en la oferta y demanda. En este artículo desarrollamos un modelo sencillo que permite estimar pérdidas de bienestar que ocurren al utilizar tarifas uniformes en sistemas sujetos a tales fluctuaciones. Utilizando solamente datos de elasticidad-precio de la demanda, y series de precios nudo y spot en el Sistema Interconectado Central (SIC), encontramos pérdidas de corto plazo entre 5 y 10%. Con respecto a las pérdidas de largo plazo, el actual esquema de precios requiere alrededor de un 30% de capacidad instalada adicional comparado con lo que se requeriría bajo un esquema de precios más flexibles.*

### 1. INTRODUCCIÓN

Una de las críticas al actual marco regulatorio del sistema eléctrico en la zona central de Chile (SIC) es la rigidez de los precios regulados a cambios en la oferta y demanda<sup>1</sup>. El actual esquema de tarificación eléctrica es tal que, con excepción de los clientes libres, sobre 2 MW, las empresas distribuidoras (a través de contratos de largo plazo) y los clientes finales hacen sus decisiones de compra en base a señales de más largo plazo, que en este caso corresponden a los denominados "precios de nudo". Tal como explica Bernstein (1986), con el objeto de obtener tarifas más estables para los clientes finales, que no estén variando constantemente, los precios de nudo se calculan a partir del promedio de costos marginales de generación de corto plazo esperados durante los siguientes 16 trimestres. Por otra parte, los intercambios de energía en el mercado de los generadores son valorizados a "precio *spot*", que corresponden al costo marginal instantáneo de la energía, determinada al interior del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

Bajo este esquema tarifario, los consumidores regulados no perciben el costo real de generación y, por lo tanto, no tienen ningún incentivo para disminuir el consumo durante períodos de alto costo (por ejemplo, durante escasez hidrológica) o aumentar el consumo en períodos de bajo costo de generación. Un sistema de precios flexibles que refleje de mejor manera las contingencias de corto plazo permite aumentar la eficiencia en el uso de la capacidad de generación existente y postergar en cierta medida la instalación de nueva capacidad, particularmente en sistemas eléctricos sujetos a gran variabilidad, ya sea en la oferta o demanda. En el caso del SIC, la principal variabilidad se produce por el lado de la oferta que resulta de constantes (y generalmente impredecibles) cambios hidrológicos.

<sup>1</sup> Ver Díaz *et al.* (1999) y Chumacero *et al.* (2000) para una discusión al respecto.

Debido a que actualmente más del 60% del consumo en el SIC se vende a precios regulados, es importante estimar, aunque sea en forma preliminar, la magnitud de las pérdidas de bienestar de productores y consumidores y los requerimientos adicionales de capacidad que resultan de utilizar un esquema de precios uniformes en sistemas con gran variabilidad de la oferta y demanda. Para tal efecto, en este artículo se desarrolla un modelo muy sencillo en que las pérdidas de bienestar son las diferencias en excedentes del productor y consumidor que se obtienen al comparar un sistema de precios uniformes (donde la demanda debe ser satisfecha en todo momento, tal como se exige dentro del actual sistema) con un sistema de precios flexibles, donde el precio es el resultado de un equilibrio entre oferta y demanda. Utilizando solamente datos de elasticidad-precio de la demanda, y series de precios nudo y *spot* del SIC para el período 1986-1999, encontramos que estas pérdidas se encuentran en el rango 5-10%. Por otro lado, encontramos que los requerimientos en capacidad adicional para similares niveles de servicio son superiores al 30%.

Sin duda, nuestro estudio tiene simplificaciones que requieren de mayor análisis. Por ejemplo, no consideramos la posible pérdida de bienestar asociada a la menor estabilidad de precios en el caso de consumidores adversos al riesgo. La mayor volatilidad de precios puede perjudicar a algunos consumidores, a menos que exista la posibilidad de diversificar riesgos, a través de contratos con las compañías de distribución, comercializadores de energía o directamente con los generadores, tal como ocurre actualmente en el caso de clientes libres. Por otro lado, el artículo tampoco discute en detalle el diseño e implementación de posibles esquemas de precios flexibles. Nuestro objetivo en este trabajo ha sido simplemente mostrar que pueden existir importantes ventajas detrás de la implementación de tales esquemas. En ese sentido, nuestros resultados sugieren la necesidad de estudiar seriamente la posibilidad de implementar esquemas más flexibles, en conjunto o independientemente de las actuales discusiones en torno a la reestructuración del sector<sup>2</sup>.

El resto del artículo está organizado de la siguiente forma. En la Sección 2 se discute el actual sistema de tarificación del SIC y se presenta evidencia que muestra la gran discrepancia entre las señales de corto plazo (precios *spot* o costos marginales del CDEC) y de largo plazo (precios de nudo). En la Sección 3 se desarrolla un modelo teórico para estimar las pérdidas de bienestar de los distintos agentes económicos, en un sistema de tarificación uniforme con grandes fluctuaciones de las curvas de oferta y demanda. Utilizando el modelo teórico, en la Sección 4 se presentan resultados numéricos para el SIC, a partir de simples datos como elasticidad-precio de la demanda y series de precios de nudo y *spot*. En la Sección 5 se presentan conclusiones y se discute la factibilidad de implementar un esquema más flexible de precios.

2 Una de las críticas al actual proceso de desregulación del sector eléctrico en California es que la mayoría de los consumidores todavía observan un precio uniforme (Borenstein *et al.*, 2000). Los consumidores son aislados de las fluctuaciones del precio de la energía a través de un cargo transitorio (*Competition Transition Charge*), el cual debiera desaparecer, a partir del 2002.

## 2. TARIFICACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE

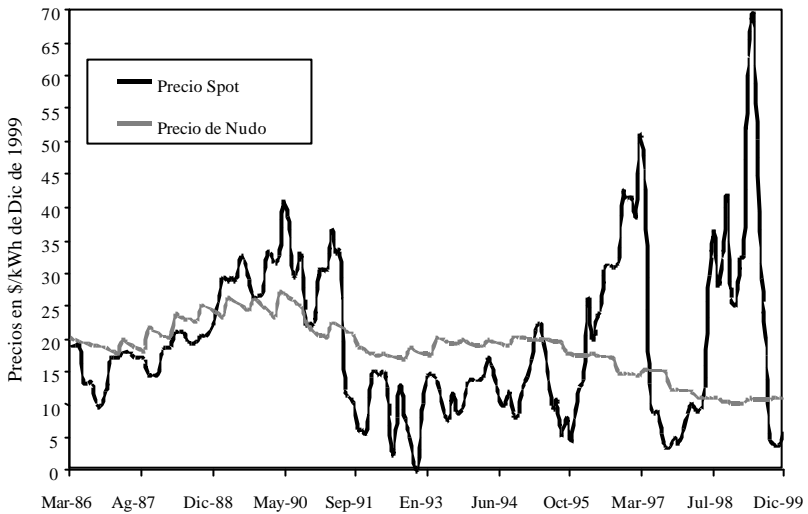
El actual sistema de tarificación chileno combina señales de largo plazo entregadas a los consumidores finales, regulados con señales de corto plazo para los intercambios entre empresas generadoras. Efectivamente, los consumidores finales de menos de 2 MW pagan una tarifa regulada por el suministro eléctrico, correspondiente a las etapas de generación y transporte, determinada por la autoridad y denominada precio de nudo. Estos precios, que se fijan semestralmente en los meses de abril y octubre, tienen dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta. El precio de la energía, según dice el artículo 97° del D.F.L.1 de 1982, deberá reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro, a nivel de generación-transporte, usando horizontes de tres años.

Por otra parte, los intercambios de energía en el mercado de los generadores son valorizados al precio *spot* resultante de una valorización de corto plazo de la energía, determinada al interior del CDEC y que se ajustan cada hora. Efectivamente, el artículo 91° del D.F.L.1 especifica que las transferencias de energía entre empresas eléctricas que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81°, serán valorizados de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico.

Tal como muestra el Gráfico 1, en el mercado eléctrico del SIC las señales de largo plazo reflejadas en los precios de nudo (en lo que se refiere al componente precio de la energía) y las de corto plazo reflejada en los precios *spot*, raramente han coincidido. Esto ha resultado en diversos conflictos entre los agentes generadores, y entre ellos y la autoridad. Por una parte, se ha criticado a la autoridad por la forma en que calcula los precios de nudo, que según los agentes generadores utiliza supuestos que no necesariamente reflejan la realidad del sistema eléctrico. La legislación provee mecanismos para que estas diferencias se analicen entre las partes en conflicto dentro del mismo proceso de cálculo de precios de nudo, pero no han sido suficientes en la medida que algunos agentes han recurrido a la justicia para reclamar por sus derechos.

Por otra parte, aunque en teoría los precios de nudo, como señal de largo plazo, y según dice el artículo 97°, deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro de corto plazo, sus diferencias temporales han sido materia de discusión en el sector. En los años 80, cuando hidrologías muy húmedas llevaron los precios *spot* a valores muy bajos, incluso nulos, se presentaron varias protestas por parte de algunos generadores que vendían toda su producción en el mercado *spot*. Estos cuestionaban la legislación vigente, que según ellos los perjudicaba. Lo contrario se ha producido con la reciente sequía, donde los precios *spot* han resultado mucho más altos que los precios nudo. Más aún, estos precios hoy reflejan una tendencia a la baja en el largo plazo, por efecto de la llegada masiva a la zona central de generación vía centrales de ciclo combinado a gas natural.

GRAFICO 1  
 PRECIO SPOT VS PRECIO DE NUDO DE LA ENERGIA: 1986-1999



### 3. UN MODELO SIMPLE

En esta sección se desarrolla un modelo teórico para estimar la pérdida de bienestar que se produce al utilizar un sistema de tarifas uniformes cuando las curvas de oferta y demanda presentan fluctuaciones aleatorias producto, por ejemplo, de cambios en las condiciones hidrológicas (e.g., sequía) o en la demanda de los consumidores (e.g., un invierno más frío de lo esperado).

Considere un regulador (benevolente y neutral al riesgo) con la tarea de fijar una tarifa  $P_0$  para el próximo período  $t$ . En el contexto del SIC,  $P_0$  sería el precio final que observan los consumidores regulados incluyendo el precio de nudo, y cargos por potencia y distribución<sup>3</sup>. Como el regulador debe fijar las tarifas antes de observar las actuales curvas de oferta y demanda, desde la perspectiva del regulador la curva de oferta por energía eléctrica para el período  $t$  puede descomponerse entre una parte conocida y una parte aleatoria de la siguiente forma

$$(1) \quad P_t^S(Q_t) = v_t + w_t Q_t + \theta_t$$

donde  $P_t^S(Q_t)$  es la curva agregada de costo marginal de la industria eléctrica, dado un cierto nivel de inversión (i.e., capacidad instalada), y  $v_t$  y  $w_t$  son

<sup>3</sup> El precio de nudo corresponde aproximadamente al 40% del precio final que pagan los consumidores regulados.

parámetros positivos conocidos, pero que pueden variar en el tiempo. Al no considerar inversión, esta curva representa los costos de operación del sistema, i.e., costos marginales de corto plazo. La parte aleatoria de la curva de oferta está representada por la variable estocástica  $\theta_t > -v_t$ , donde  $E[\theta_t] = 0$  y  $E[\theta_t^2] = \sigma_\theta^2$ , y donde  $E[\cdot]$  es el operador de valor esperado y  $\sigma_\theta$  es la desviación estándar de  $\theta_t$ . Dada esta especificación<sup>4</sup>, el valor esperado de la curva de costo marginal de corto plazo es simplemente  $E[P_t^S] = v_t + c_t Q_t$ .

Por otro lado, la curva de demanda por energía eléctrica para el período  $t$  también puede descomponerse entre una parte conocida y una parte aleatoria de la siguiente forma

$$(2) \quad P_t^D(Q_t) = a_t - b_t Q_t + \eta_t$$

donde  $Q_t$  es la cantidad total de energía consumida, cuando el precio de la energía es  $P_t^D$ ,  $a_t$  y  $b_t$  son parámetros positivos conocidos, y  $\eta_t$  representa un choque aleatorio a la demanda<sup>5</sup> con  $E[\eta_t] = 0$  y  $E[\eta_t^2] = \sigma_\eta^2$ . De esta forma la demanda esperada para el próximo período es  $E[P_t^D] = a_t - b_t Q_t$ .

Suponiendo que en cada período  $t$  el objetivo del regulador es maximizar el bienestar de la sociedad medido como la suma del excedente del productor y consumidor, para encontrar  $P_0$  el regulador resuelve (de aquí en adelante se suprime el subíndice  $t$ )<sup>6</sup>.

$$(3) \quad \max W = E \left[ \int_0^Q (a - bx + ?) dx - \int_0^Q (v + wx + ?) dx \right]$$

donde  $P_0 = a - bQ + \eta$ , indicando que la demanda es satisfecha en todo momento.

Reemplazando  $Q = (a + \eta - P_0) / b$  en (3) y aplicando Leibnitz, la condición de primer orden es

<sup>4</sup> Notar que los choques no tienen que ser simétricos; esto significa que  $\theta_t$  puede seguir cualquier distribución con dominio en un subconjunto de  $(-v, +\infty)$ . Notar además que todos los resultados siguientes son igualmente válidos si asumimos que  $\theta$  sigue, por ejemplo, el proceso de correlación de primer grado  $\theta_t = \rho\theta_{t-1} + \gamma_t$ , donde  $E[\gamma_t] = E[\gamma_t \theta_{t-1}] = 0$  y  $\rho < 1$  es el coeficiente de correlación.

<sup>5</sup> Además para una solución interior se debe cumplir que  $a_t + ?_t > v_t + ?_t$  para todo  $t$ .

<sup>6</sup> En la práctica la tarifa  $P_0$  se mantiene fija durante varios períodos, aun cuando el regulador sabe que algunos de los parámetros  $a$ ,  $b$ ,  $v$  y  $w$  van a cambiar en cierta medida. Aunque estas consideraciones debieran ser discutidas en el diseño de un sistema más flexible de precios, en este trabajo nos enfocamos exclusivamente en el efecto de los choques aleatorios  $\theta$  y  $\eta$ , los cuales aparecen como mucho más significativos que variaciones predecibles de  $a$ ,  $b$ ,  $v$  ó  $w$ , en el momento de explicar la desalineación entre los precios de nudo y precios *spot*.

$$(4) \quad E \left[ -\frac{1}{b} \left( a - \frac{b(a + \eta - P_0)}{b} + \eta \right) + \frac{1}{b} \left( v + \frac{w(a + \eta - P_0)}{b} + \theta \right) \right] = 0$$

Desarrollando (4) se obtiene

$$(5) \quad P_0 = \frac{aw + bv}{b + w}$$

y reemplazando  $P_0$  en (2) se llega a que la demanda bajo este esquema de precios uniformes es

$$(6) \quad Q_u = \frac{a - v}{b + w} + \frac{\eta}{b} = Q_0 + \frac{\eta}{b}$$

donde  $Q_0 = (a - v)/(b + w)$  es la demanda esperada. Como la oferta y demanda fluctúan constantemente, en algunos períodos los productores estarán produciendo la última unidad a un costo marginal por debajo del precio regulado ( $P^S(\cdot) < P_0$ ) y en otros por encima ( $P^S(\cdot) > P_0$ ). Es importante hacer notar que  $P_0$  también puede obtenerse simplemente considerando las curvas esperadas de oferta y demanda.

La solución del regulador  $P_0$  es óptima *ex ante* (i.e., antes de ocurrir los choques a las curvas de oferta y demanda), pero es ineficiente *ex post*, ya que no se puede adaptar a cambios en la oferta y demanda. La única forma de alcanzar eficiencia *ex post* es con un sistema flexible de precios que se adapte a cambios en la oferta y demanda, tal como ocurre en un mercado competitivo, donde productores y consumidores realizan sus decisiones de producción y consumo en forma independiente y de acuerdo a las actuales (no esperadas) curvas de oferta y demanda. La cantidad transada y el precio de equilibrio en este mercado competitivo se obtienen de una condición de equilibrio entre oferta y demanda. Igualando (1) y (2) para cualquier período  $t$  se obtiene

$$(7) \quad P^* = P_0 + \frac{b\theta + w\eta}{b + w}$$

$$(8) \quad Q^* = Q_0 + \frac{\eta - \theta}{b + w}$$

En el contexto del SIC,  $P^*$  vendría a representar el precio final que se obtendría al usar el precio *spot* de la energía en vez del precio de nudo<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> En estricto rigor, el precio *spot* sería igual a  $P^*$  si  $Q_u = Q^*$ , lo cual se cumple en promedio, ya que  $E[Q_u] = E[Q^*] = Q_0$ .

Dejando para la próxima sección la discusión acerca de la factibilidad de implementar un sistema de precios que se aproxime a la solución de mercado competitivo ( $P^*, Q^*$ ), es posible comparar precios, consumos y bienestar entre los dos esquemas de precios. Comencemos comparando precios y consumos. Por ejemplo, ante una condición hidrológica desfavorable *ex post* ( $\theta > 0$ ) el precio de mercado  $P^*$  sube el consumo, y  $Q^*$  baja respondiendo correctamente a la mayor escasez del recurso hídrico y, por lo tanto, a los mayores costos de generación. En el esquema de precios uniformes, en cambio, tanto la tarifa  $P_0$  (por definición) como el consumo  $Q_u$  se mantienen constantes. En el caso de un aumento sorpresivo de la demanda por un invierno más frío de la esperado ( $\eta > 0$ ), tanto  $P^*$  como  $Q^*$  suben respondiendo a la mayor demanda. El consumo en el esquema uniforme, por otro lado, sube aún más que en el esquema flexible, debido a que la tarifa  $P_0$  permanece constante.

Debido a que en las condiciones más desfavorables de oferta y demanda (i.e.,  $\theta > 0$ ,  $\eta > 0$ ) el consumo bajo el esquema de precios uniformes es siempre mayor que el consumo bajo el esquema de precios flexibles, la capacidad instalada del sistema debe ser necesariamente mayor bajo el esquema uniforme si se desea satisfacer similares niveles de demanda. Una primera aproximación para estimar diferencias en requerimientos de capacidad sería, entonces, comparar los consumos bajo ambos esquemas. Restando (8) de (6) se obtiene

$$(9) \quad \Delta Q \equiv Q_u - Q^* = \frac{b\theta + w\eta}{b(b+w)}$$

que es una variable aleatoria con valor esperado cero y varianza

$$(10) \quad V(\Delta Q) = \frac{E[(b\theta + w\eta)^2]}{b^2(b+w)^2}$$

Suponga, a modo de ejemplo, que  $\theta$  y  $\eta$  distribuyen (no necesariamente en forma independiente) uniformemente en  $[-1, 1]$  y que  $K_f$  es la capacidad instalada bajo el esquema flexible de precios con la cual la demanda es justo satisfecha en todo momento. La capacidad  $K_f$  es totalmente utilizada en la situación más desfavorable que ocurre cuando  $\theta = 1$  y  $\eta = 1$ . En esta misma situación, la demanda bajo el esquema uniforme de precios será satisfecha sólo si la capacidad  $K_u$  es mayor que  $K_f$  en una cantidad igual al extra consumo que se produce en tal situación. En otras palabras,  $K_u = K_f + \Delta K$ , donde  $\Delta K = \Delta Q = (b+w) / [b(b+w)]$  es la capacidad instalada adicional que se requiere para satisfacer la demanda bajo el esquema uniforme en todo momento.

Pasemos ahora a comparar el bienestar de corto plazo (medido como la suma de excedente de consumidores y productores) entre ambos esquemas de precios. El bienestar esperado bajo el esquema uniforme es:



$$(11) \quad W_u = E \left[ \int_0^{Q_u} (a - bx + \eta) dx - \int_0^{Q_u} (v + wx + \theta) dx \right]$$

donde  $Q_u$  está dado por (6). Desarrollando se obtiene

$$(12) \quad W_u = W_0 + \frac{(b+c)E[\eta^2] + 2bE[\eta\theta]}{2b^2}$$

donde  $W_0 = (a - v)^2 / [2(b + w)]$  es el bienestar en un sistema sin choques aleatorios, y  $E[\eta\theta]$  es la covarianza entre  $\eta$  y  $\theta$ . No es posible decir *a priori* si  $W_u$  es mayor o menor que  $W_0$ , ya que va a depender de las magnitudes de  $b$  y  $c$  y de la correlación entre  $\eta$  y  $\theta$ . En la medida en que las pendientes de las curvas sean similares o la fluctuación de la demanda sea pequeña y no exista correlación entre choques a la oferta y demanda  $W_u$  será cercano a  $W_0$ .

Por otro lado, el bienestar esperado en un mercado competitivo es

$$(13) \quad W^* = E \left[ \int_0^{Q^*} (a - bx + \eta) dx - \int_0^{Q^*} (v + wx + \theta) dx \right]$$

donde  $Q^*$  viene dado por (8). Desarrollado se obtiene

$$(14) \quad W^* = W_0 + \frac{E[\theta^2] + E[\eta^2] - 2E[\eta\theta]}{2(b+w)} = W_0 + \frac{E[(\theta - \eta)^2]}{2(b+w)}$$

Por lo tanto, la pérdida esperada de bienestar que se produce al utilizar tarifas uniformes en sistemas donde la oferta y demanda fluctúan constantemente es

$$(15) \quad \Delta W \equiv W^* - W_u = \frac{E[(b\theta + w\eta)^2]}{2b^2(b+w)}$$

el cual es obviamente positivo, a menos que exista una correlación negativa perfecta entre  $b\theta$  y  $w\eta$ , en cuyo caso la pérdida es nula.

Cabe ahora preguntarse cómo se reparte esta pérdida en bienestar entre consumidores y productores. Este puede ser un aspecto importante en el momento de implementar políticas de precios más flexibles, ya que no es claro *a priori* si todos los agentes son afectados de igual forma. En el caso de los consumidores, la actual pérdida es:

$$(16) \quad \Delta W^c = E \left[ \int_0^{Q^*} (a - bx + \eta - P^*) dx - \int_0^{Q_u} (a - bx + \eta - P_0) dx \right]$$

donde  $Q_u$ ,  $P^*$  y  $Q^*$  están dados por (6), (7) y (8), respectivamente. Desarrollando se obtiene

$$(17) \quad \Delta W^c = \frac{bE[(\eta - \theta)^2]}{2(b+w)^2} - \frac{E[\eta^2]}{2b}$$

lo cual puede ser positivo o negativo. Si la demanda es relativamente estable comparada a la oferta (i.e.,  $\eta \approx 0$ ),  $\Delta W^c = bE[\theta^2]/[2(b+w)^2]$  con lo cual los consumidores siempre se ven beneficiados por un sistema de precios más flexibles, ya que pueden ajustar sus consumos<sup>8</sup>. Este beneficio disminuye en la medida que los consumidores sean insensibles al precio. En el límite cuando  $b = \infty$  (curva totalmente inelástica), los consumidores son indiferentes al precio y no hay, por lo tanto, pérdidas al usar precios uniformes. En el caso contrario, en que la oferta es relativamente estable comparada a la demanda (i.e.,  $\theta \approx 0$ ), los consumidores se ven perjudicados con la implementación de precios más flexibles ( $\Delta W^c < 0$ ). La razón es simple: el precio estable  $P_0$  sirve como un seguro ante eventuales alzas de consumo.

Por su parte, la pérdida esperada de los productores bajo el esquema uniforme es

$$(18) \quad \Delta W^p = \Delta W - \Delta W^c = \frac{E[(b\theta + c\eta)^2]}{2b^2(b+w)} + \frac{E[\eta^2]}{2b} - \frac{bE[(\eta - \theta)^2]}{2(b+w)^2}$$

Aunque esta expresión puede tomar valores negativos<sup>9</sup>, lo más probable es que sea positiva. Por ejemplo, si la demanda es relativamente estable comparada a la oferta (i.e.,  $\eta \approx 0$ ),  $\Delta W^p = wE[\theta^2]/[2(b+w)^2]$ , con lo cual los productores se ven beneficiados por un sistema de precios más flexibles que refleje el actual costo de producción. Si la curva de demanda es muy inelástica ( $b$  grande), las pérdidas de usar tarifas uniformes son mínimas ya que las pérdidas en períodos donde el precio  $P_0$  está por debajo de los costos de producción  $P^s(\cdot)$ , son totalmente compensados con las mayores ganancias en períodos en

<sup>8</sup> Técnicamente se debe a la convexidad del excedente neto del consumidor,  $S(Q(P))$ , con respecto a  $Q$ .

<sup>9</sup> Sea  $b = w = 1$  con lo cual (18) se reduce a  $\Delta W^p = E[\eta\theta] + E[\eta^2]/2$ . Esta expresión puede ser negativa si  $\theta$  y  $\eta$  presentan una fuerte correlación negativa y  $E[\eta^2]$  no es muy grande.

que  $P_0$  está por encima de  $P^s(\cdot)$ . Ahora, si la oferta es relativamente estable comparada a la demanda (i.e.,  $\theta \approx 0$ ), los productores también se ven beneficiados al flexibilizar los precios ( $\Delta W^P > 0$ ).

A diferencia de la costa este de los EE.UU., por ejemplo, donde los choques a la demanda suelen ser más importantes que los choques a la oferta, la incertidumbre hidrológica hace que en el sistema eléctrico chileno de la zona central (SIC) esté sujeto principalmente a choques a la oferta. De acuerdo a nuestro análisis, en dicho caso ambos productores y consumidores aumentan su bienestar al implementarse un sistema más flexible de precios.

#### 4. IMPLEMENTACIÓN NUMÉRICA

Utilizando el modelo teórico anterior, en esta sección estimamos en forma aproximada las pérdidas de bienestar  $\Delta W$  y capacidad instalada adicional  $\Delta K$  para un sistema que presenta la variabilidad en oferta y demanda del SIC. Estas estimaciones son a partir de datos tan simples como la elasticidad-precio de la demanda y series mensuales de precios *spot* y de nudo.

Comencemos con la estimación de  $\Delta W$ . Para presentar valores adimensionales, la estimación la hacemos relativa a  $W_0$ . Aunque en rigor uno debiera usar  $W_u$ , esto valores son muy similares cuando los choques a la demanda no son importantes (ver ecuación (12)). Entonces, lo que buscamos estimar es

$$(19) \quad \frac{\Delta W}{W_0} = \frac{E[(b\theta + w\eta)^2]}{(a + v)^2 b^2}$$

donde  $\Delta W$  está dado por (13) y  $W_0 = (a - v)^2 / [2(b + w)]$ .

La estimación directa cada uno de los parámetros en (19) para el SIC es prácticamente imposible; por lo tanto, recurrimos a una estimación indirecta de la siguiente forma. De (5) y (7) se tiene que<sup>10</sup>

$$(20) \quad \frac{P^* - P_0}{P_0} = \frac{b\theta + w\eta}{aw + bv}$$

lo que implica que

<sup>10</sup> Como sólo nos interesa la desalineación relativa de  $P_0$  con respecto a  $P^*$ , dividimos por  $P_0$  para controlar por sus posibles variaciones en el tiempo debido a cambios predecibles en los parámetros  $a$ ,  $b$ ,  $v$  y  $w$ .

$$(21) \quad E[(b\theta + c\eta)^2] = (aw + bv)^2 E\left[\left(\frac{P^*}{P_0} - 1\right)^2\right]$$

Dividiendo (19) por  $(a - b)^2 b^2$  tenemos que

$$(22) \quad \frac{\Delta W}{W_0} = \frac{(aw + Bv)^2}{(a - v)^2 b^2} E\left[\left(\frac{P^*}{P_0} - 1\right)^2\right]$$

Dado que la elasticidad-precio de la demanda en torno al punto  $(P_0, Q_0)$  es

$$(23) \quad \varepsilon = -\frac{P_0}{bQ_0}$$

se llega a

$$(24) \quad \frac{\Delta W}{W_0} = \varepsilon^2 E\left[\left(\frac{P^*}{P_0} - 1\right)^2\right]$$

En la medida en que  $P_0$  y  $P^*$  coincidan o que la elasticidad de la demanda sea pequeña, las pérdidas de bienestar serán menores. En el caso extremo en que la demanda sea totalmente inelástica (i.e.,  $\varepsilon = 0$ ), las pérdidas son nulas, ya que el consumo es independiente del precio. En este caso, las pérdidas de los productores en períodos en que el precio *spot* está por debajo de la tarifa uniforme (i.e.,  $P^* < P_0$ ) son totalmente compensadas con las ganancias en períodos en que el precio *spot* está por encima de la tarifa uniforme.

Utilizando un procedimiento similar, podemos estimar  $\Delta K$  (capacidad adicional bajo el esquema uniforme) a partir de datos de diferencias de consumo  $\Delta Q = Q_u - Q^*$ . Usando (21) y (23), y dividiendo (10) por  $Q_0^2$  tenemos que la varianza  $\Delta Q$  en términos porcentuales es nuevamente

$$(25) \quad \frac{V(\Delta Q)}{Q_0^2} = \varepsilon^2 E\left[\left(\frac{P^*}{P_0} - 1\right)^2\right]$$

A partir de datos relativamente simples, la ecuación (24) o (25) nos permite obtener una estimación de las pérdidas de bienestar esperadas y la necesidad de capacidad adicional en un sistema como el SIC, debido al uso de precios uniformes en al menos 60% del consumo. El primer dato requerido para la estimación de

(24) es el valor de  $\varepsilon$ , i.e., elasticidad precio de la demanda. Debido a que los precios  $P^*$  cambian constantemente uno puede argumentar que la reacción de un consumidor a cambios constantes en el precio es similar a una serie de respuestas de corto plazo, con lo cual  $\varepsilon$  debiera ser más cercano a la elasticidad de corto plazo ( $\varepsilon_{cp}$ ). Sin embargo, como nos interesa capturar la reacción de los consumidores (principalmente residenciales) a un cambio permanente en el sistema de precios (de uniforme a flexible), lo más apropiado sería utilizar la elasticidad de largo plazo ( $\varepsilon_{lp}$ ), ya que  $\varepsilon_{cp}$  sólo mide una repuesta instantánea a un cambio de precio.

Los valores de elasticidad varían ampliamente dependiendo de la calidad de los datos y las técnicas econométricas, por lo tanto, a continuación se discuten distintos valores de  $\varepsilon_{cp}$  y  $\varepsilon_{lp}$  encontrados en la literatura internacional<sup>11</sup>. Por ejemplo, Houthakker y Taylor (1970) estimaron  $\varepsilon_{lp}$  en  $-1,89$  para consumidores residenciales. Más tarde y usando una muestra de 624 observaciones de consumidores residenciales en 48 estados de EE.UU. durante el período 1964-76, Houthakker (1980) estimó  $\varepsilon_{cp}$  en  $-0,11$  y  $\varepsilon_{lp}$  en  $-1,42$ . Basado en una muestra de 535 hogares en 1979, Terza (1986) estimó  $\varepsilon_{lp}$  entre  $-1,2$  y  $-2,01$ . Munley *et al.* (1990) utilizó una muestra de 477 observaciones de hogares de arrendatarios y estimó  $\varepsilon_{cp}$  entre  $-0,37$  y  $-0,57$ . Estos resultados son similares al valor estimado por Barnes *et al.* (1981) para  $\varepsilon_{cp}$  de  $-0,55$ . Barnes *et al.* (1981) además entrega una tabla resumen con valores de  $\varepsilon_{cp}$  de 8 estudios, los cuales varían entre  $-0,11$  y  $-1,01$ , con promedio de  $-0,6$ . Usando 50 observaciones de promedios anuales durante el período 1981-90 para hogares en 5 estados en el sur de EE.UU., Hsigin (1994) también encontró importantes sensibilidades a cambios en el precio, estimando  $\varepsilon_{cp}$  entre  $-0,239$  y  $-0,271$  y  $\varepsilon_{lp}$  entre  $-0,543$  y  $-0,624$ , para distintas especificaciones econométricas<sup>12</sup>.

Quizá más interesante para nuestro estudio son los resultados de Taylor y Schwarz (1990), quienes investigan la respuesta de hogares en los estados de Carolina del Norte y del Sur en EE.UU. a un cambio permanente en el sistema tarifario desde uno tradicional a uno diferenciado por tiempo-de-uso (*time-of-use pricing*) entre *peak* y *off-peak*<sup>13</sup>. Usando hogares entre 1 y 8 años de experiencia con este esquema de precios variables, a partir de datos mensuales Taylor y

<sup>11</sup> No utilizamos ninguna de las estimaciones nacionales por estar basadas en reducido número de observaciones de precios y consumos anuales promedio (e.g., Fierro y Serra, 1993), que obviamente no muestran ninguna variación que permita estimar con algún grado de confiabilidad la respuesta de los consumidores a cambios en los precios.

<sup>12</sup> Es importante destacar que Chumacero *et al.* (2000) utilizan para el caso del SIC valores de  $\varepsilon_{cp}$  que varían entre  $-0,1$  y  $-0,34$ .

<sup>13</sup> El consumo diario es medido en forma horaria y se divide entre consumo durante tiempo *peak* y tiempo *off-peak*. Las tarifas *peak* y *off-peak* se ajustan mensualmente. Además se incluye un cargo por el consumo máximo de potencia en alguna hora durante el tiempo *peak*, el cual también se ajusta mensualmente.

Schwarz (1990) estimaron  $\epsilon$  en  $-1,02$  durante el tiempo *peak* y en  $-0,26$  durante el tiempo *off-peak* (período de precios bajos)<sup>14</sup>. Ellos también encontraron que la sensibilidad de los consumidores al precio aumentó con los años de experiencia en el nuevo sistema de precios. Basado en este último estudio y recogiendo la amplia variabilidad encontrada en las estimaciones de  $\epsilon_{cp}$  y  $\epsilon_{ip}$ , en este trabajo se optó por utilizar los siguientes tres valores para  $\epsilon$ :  $-0,25$  y  $-1$  (muy cercanos a los valores estimados por Taylor y Schwarz, 1990), y  $-0,6$  (promedio para  $\epsilon_{cp}$ , a partir de los valores presentados por Barnes *et al.*, 1981).

El segundo dato requerido para la estimación de (24) es la desalineación relativa entre  $P^*$  y  $P_0$ . En el contexto del SIC,  $P^*$  está relacionado directamente con los precios *spot* ( $P_s$ ), ya que estos reflejan el costo marginal de servir la última unidad de consumo en todo momento, mientras que  $P_0$  está relacionado con los precios de nudo ( $P_N$ ). Por lo tanto, una buena estimación del grado de variabilidad de la oferta y demanda en el SIC puede obtenerse a partir de las desalineaciones observadas entre  $P_s$  y  $P_N$ . Antes de usar estos precios directamente, sin embargo, es necesario transformarlos a “precios finales”, ya que actualmente  $P_N$  es aproximadamente un 40% del precio final que pagan los consumidores regulados<sup>15</sup>. Para esto último, simplemente hacemos  $P_0 = 2,5P_N$  y  $P^* = P_s + 1,5P_N$ .

En el Cuadro 1 presentamos un resumen estadístico de los valores mensuales (en pesos de diciembre de 1999) observados para  $P_s$  y  $P_N$  correspondientes al nudo Alto Jahuel para dos períodos de tiempo: de abril 1986 a diciembre de 1999 y de enero 1991 a diciembre 1999<sup>16</sup>. Para ambos períodos, encontramos que el valor promedio de  $P_s$  es superior al valor promedio de  $P_N$ , situación que está más allá del objetivo de este estudio. Nuestro análisis parte de la premisa que  $P_0$  es *ex ante* eficiente (i.e.,  $P_0 = E[P^*]$ ) y sólo busca estimar las pérdidas de bienestar producto de fluctuaciones *ex post* de la oferta y demanda. Naturalmente que si  $P_0$  es sistemáticamente inferior a  $E[P^*]$ , tal como sugieren los datos del Cuadro 1, aparece una fuente adicional de ineficiencia del tipo *ex ante*, posiblemente debido a errores en la estimación de uno o varios de los parámetros  $a$ ,  $b$ ,  $v$  y  $w$  de las curvas de oferta o demanda.

En este estudio no nos ocupamos de este tipo de ineficiencia *ex ante*, sino solamente de la ineficiencia *ex post*. El grado de ineficiencia *ex post* es capturado por la variable  $(P^*/P_0 - 1)$ , la que muestra el nivel de desalineación entre los precios  $P_0$  y  $P^*$ . La variable Desalineación 1 es construida usando los datos

<sup>14</sup> Cuando restringieron la elasticidad ingreso a la unidad, estimaron  $\epsilon$  en  $-1,93$  durante el tiempo *peak* y  $-0,29$  durante el tiempo *off-peak*.

<sup>15</sup> El resto del precio final incluye cargos por potencia y distribución.

<sup>16</sup> Recordar que los precios  $P_s$  son estimados en forma horaria por el CDEC, mientras que los precios  $P_N$  se mantienen fijos durante seis meses. Por lo tanto, la desalineación presentada en el Cuadro 1 es inferior a la desalineación que se obtendría utilizando promedios semanales o diarios de  $P_s$ .

originales de  $P_S$  y  $P_N$ . Como el nivel de desalineación viene dado por la desviación estándar de  $(P^*/P_0 - 1)$ , tenemos que  $E[(P^*/P_0 - 1)^2]$  en (24) es igual a 0,37<sup>2</sup> y 0,47<sup>2</sup> para los períodos 86-99 y 91-99, respectivamente. La mayor volatilidad del período 91-99, no deja de llamar la atención dado que la proporción del parque hidroeléctrico ha disminuido progresivamente con la entrada del gas natural. Además de la mayor variabilidad hidrológica, parte de la explicación puede estar en la menor holgura en capacidad del sistema.

CUADRO 1  
RESUMEN ESTADISTICAS DE PRECIOS SPOT Y DE NUDO

Variable	Obs.	Promedio	Des. Est.	Máx.	Mín.
Período 1986 - 1999					
Precio Spot ( $P_S$ )	165	19.46	11.99	69.37	0.02
Precio de Nudo ( $P_N$ )	165	18.51	4.35	27.24	10.18
Desalineación 1 ( $P^*/P_0 - 1$ )	165	0.05	0.39	2.17	-0.40
Desalineación 2 ( $P^*/P_0 - 1$ )	165	0.03	0.37	2.05	-0.40
Período 1991-1999					
Precio Spot ( $P_S$ )	108	17.93	13.65	69.37	0.02
Precio de Nudo ( $P_N$ )	108	16.50	3.61	22.46	10.18
Desalineación 1 ( $P^*/P_0 - 1$ )	108	0.09	0.47	2.17	-0.40
Desalineación 2 ( $P^*/P_0 - 1$ )	108	0.06	0.45	2.05	-0.40

En este estudio no nos ocupamos de este tipo de ineficiencia *ex ante*, sino solamente de la ineficiencia *ex post*. El grado de ineficiencia *ex post* capturado por la variable  $(P^*/P_0 - 1)$ , la que muestra el nivel de desalineación entre los precios  $P_0$  y  $P^*$ . La variable Desalineación 1 es construida usando los datos originales de  $P_S$  y  $P_N$ . Como el nivel de desalineación viene dado por la desviación estándar de  $(P^*/P_0 - 1)$ , tenemos que  $E[(P^*/P_0 - 1)^2]$  en (24) es igual a 0,37<sup>2</sup> y 0,47<sup>2</sup> para los períodos 86-99 y 91-99, respectivamente. La mayor volatilidad del período 91-99 no deja de llamar la atención dado que la proporción del parque hidroeléctrico ha disminuido progresivamente con la entrada del gas natural. Además de la mayor variabilidad hidrológica, parte de la explicación puede estar en la menor holgura en capacidad del sistema.

Para controlar por la desviación sistemática de  $P_0$  respecto de  $E[P^*]$  y obtener así valores más representativos de la desalineación *ex post*, en Desalineación 1 corregimos  $P_0$  y  $P^*$  multiplicando todos los valores de  $P_N$  por 1.051 para el período 1986-99 y por 1,087 para el período 1991-99 (promedio de  $P_S$  dividido por el promedio de  $P_N$ ).

En el Cuadro 2 se resumen las pérdidas de bienestar ( $\Delta W/W_0$ ) y varianza del consumo adicional ( $V(\Delta Q)/Q_0^2$ ) que resultan de comparar un mercado competitivo que se despeja mes a mes con un sistema de tarifas uniformes para una desalineación de precios similar a la del SIC y usando distintos valores de  $\epsilon$  y períodos de tiempo. Los resultados en la primera fila (Desalineación 1) muestran una pérdida cercana al 5%. Si creemos en los valores de Taylor y Schwarz (1990)

y suponemos que los consumidores van a observar indistintamente precios altos y bajos, las pérdidas pueden ser cercanas al 8%; un promedio entre 1% y 15%. Estos valores no cambian al corregir los precios de nudo (Desalineación 2), pero son inferiores a los valores del período 1991-99, donde la desalineación entre  $P_S$  y  $P_N$  es significativamente mayor.

CUADRO 2  
ESTIMACION DE PERDIDAS DE BIENESTAR DE CORTO Y  
LARGO PLAZO

Caso	Período	$E[(P^*/P_0 - 1)^2]$	$\Delta W / W_0 = V(\Delta Q) / Q_0^2$		
			$e = -0.25$	$e = -0.6$	$e = -1$
Desalineación 1	86-99	0.39 <sup>2</sup>	1%	5%	15%
Desalineación 2	86-99	0.37 <sup>2</sup>	1%	5%	14%
Desalineación 1	91-99	0.47 <sup>2</sup>	1%	8%	22%
Desalineación 2	91-99	0.45 <sup>2</sup>	1%	7%	20%

Estos mismos porcentajes los podemos usar ahora para obtener una estimación preliminar de la capacidad adicional que requiere un esquema uniforme de precios por sobre un esquema flexible. Como primera aproximación podemos asumir que  $\Delta Q$  distribuye uniformemente en  $[-x; x]$ , en cuyo caso la capacidad adicional  $\Delta K$  que se requiere para satisfacer la demanda en todo momento es de  $x$ . De esta forma, para una varianza  $V(\Delta Q) / Q_0^2 = 0,05$  tenemos que  $\Delta K = x = 39\%$  ( $0,05 = (2*0,39)^2/12$ ). Esta aproximación es sin duda conservadora, ya que en la práctica la distribución de  $\Delta Q$  tiene colas más delgadas y posiblemente una más larga hacia el lado positivo (*skewness* o tercer momento positivo). Entonces, si asumimos que  $\Delta Q$  distribuye triangularmente en  $[-x, x]$ , para este mismo nivel de varianza se tiene que  $\Delta K = x = 55\%$  ( $0,05 = 0,55^2/12$ )<sup>17</sup>. Aun con una elasticidad pequeña de  $-0,25$ , los ahorros en capacidad son importantes e iguales a 24%<sup>18</sup>. Estas estimaciones indican que independiente de la magnitud de las ganancias de corto plazo (i.e.,  $\Delta W/W_0$ ), los ahorros de largo plazo en capacidad justifican largamente la necesidad de introducir precios más flexibles.

<sup>17</sup> Como el consumo regulado en el SIC es cercano al 60%, estos valores de  $\Delta K$  se refieren a la capacidad que abastece al segmento regulado.

<sup>18</sup> Si la elasticidad es igual a  $-1,0$  (varianza igual a  $0,15$ ), los ahorros alcanzan el 95%. Por otro lado, si se asume una distribución triangular asimétrica con cola más larga hacia la derecha tal como  $[-0,8x; -0,2x; x]$ , para una varianza de 1% se tiene que  $\Delta K = x = 27\%$ .



## 5. DISCUSIÓN Y COMENTARIOS FINALES

En este trabajo hemos intentado estimar las pérdidas de bienestar y requerimientos adicionales en capacidad que se producen al utilizar esquemas de precios uniformes en sistemas con gran variabilidad en la oferta y demanda, tal como el sistema eléctrico interconectado central de Chile (SIC). Utilizando solamente datos de elasticidad-precio de la demanda, y series de precios nudo y *spot* para el período 1986-1999, encontramos que las pérdidas de bienestar de corto-plazo (medidas como la diferencia en excedentes de productores y consumidores entre un sistema de precios uniformes y uno de precios flexibles) para el segmento regulado del SIC fluctúan entre 5% y 10%. Los requerimientos en capacidad adicional para este mismo segmento son superiores al 30%. Estos resultados sugieren estudiar seriamente la posibilidad de implementar esquemas de precios más flexibles.

El interés de transmitir a los consumidores el precio real de la electricidad ha sido una preocupación desde el inicio del desarrollo de los sistemas eléctricos interconectados. Se han formulado numerosas proposiciones tarifarias a este efecto. Antes de los años 70, las empresas eléctricas consideraban la demanda como una variable exógena incontrolable, y el desafío era poder predecir su evolución y responder a ella. Sin embargo, en los 70 y 80 estas predicciones se hicieron cada vez más difíciles y se produjeron, particularmente en EE.UU., importantes desequilibrios entre oferta y demanda. Esto llevó al desarrollo en los años 80 de esquemas de “administración de la demanda” (*load management*), que buscaron crear señales de precios flexibles que estimularán un adecuado comportamiento horario del consumo (Talukdar y Gellings, 1987), buscando “reducir las puntas y llenar los valles”, reflejando el real costo de producir energía hora a hora. El énfasis se centraba fundamentalmente en el control de consumo, desarrollándose equipamiento especial de control y medición.

Una nueva visión del problema es acuñada a comienzos de los 80 por Schweppe *et al.* (1988), quienes formulan y desarrollan el concepto de *spot pricing* de la electricidad. Schweppe *et al.* (1988) buscan entregar a la demanda y a la oferta una señal de precios que refleje tanto su variación horaria como geográfica (el costo de abastecimiento depende también de dónde se ubique el consumo), y que, además, lleve explícitos sus atributos de calidad y seguridad.

Los actuales procesos de desregulación del sector eléctrico a nivel mundial han reactivado nuevamente el interés por esquemas de precios más flexibles. Por ejemplo, los desarrollos de California y de Australia buscan crear la mayor flexibilidad posible al consumidor final (al menos después de un período de transición, en el caso de California), de modo que éste, enfrentando a precios variables, tenga total libertad para, a través de contratos bilaterales con proveedores o comercializadores que compiten entre ellos, adecuar su consumo a los cambios o protegerse a través de contratos por diferencias de las variabilidades que ello implique (Joskow, 2000).

La implementación de precios más flexibles pareciera tener un importante costo político, en la medida que el consumidor residencial o comercial puede no estar dispuesto a enfrentar la variabilidad y los riesgos que ello implique. Sin embargo, el desarrollo de intermediarios y comercializadores que interactúan con las partes puede facilitar el desarrollo de esquemas más flexibles, beneficiando tanto a consumidores como proveedores de la energía<sup>19</sup>. Por ejemplo, un comercializador puede ofrecer un contrato con precios variables acompañado de un plan de pago (i.e., cuotas) que puede resultar más atractivo que un contrato a precios uniformes. De esta forma se asegura que el consumidor observe el precio actual de la energía, lo cual afecta su consumo, a pesar de la existencia de un plan de pago.

Idealmente, el esquema de precios debiera ser lo suficientemente flexible como para acomodar constantemente cambios en la oferta y demanda tal que los precios y costos marginales (de corto plazo) sean siempre iguales. Sin embargo, los costos marginales en sistemas eléctricos varían minuto a minuto, lo cual plantea un claro *trade-off* entre eficiencia y costos de transacción (i.e., costos de informar y medir a los consumidores finales). Aun si los costos de transacción son altos, los precios mensuales proveen una importante ganancia de bienestar relativo a precios uniformes, tal como se muestra en este artículo. Por otra parte, los procesos desregulatorios a nivel mundial han estimulado la innovación tecnológica en sistemas electrónicos “inteligentes” de medición y control a nivel de consumidor final, haciendo practicable, en términos económicos, la utilización de esquemas de precios aún más flexibles como tarificación horaria.

#### REFERENCIAS

- Barnes, R., R. Gillingham and R. Hagemann (1981), The short-run residential demand for electricity, *Review of Economics and Statistics* 63, 541-551.
- Berstein, S. (1986), Tarificación eléctrica a costo marginal en Chile: Aspectos conceptuales, metodológicos y prácticos, IV Seminario Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas de Energía Eléctrica, Lima, Perú, noviembre.
- Borenstein, S., J. Bushell, and F. Wolak (2000), Diagnosing market power in California's restructured wholesale electricity market, NBER working paper # 7868, Massachusetts.
- Chumacero, R., R. Paredes y J.M. Sánchez (2000), Regulaciones para crisis de abastecimiento: Lecciones del racionamiento eléctrico en Chile, *Cuadernos de Economía*, 37, 111, 323-328.
- Díaz, C., A. Galetovic y R. Soto (1999), Anatomía de una crisis eléctrica, documento de trabajo, Centro Economía Aplicada. Universidad de Chile.

<sup>19</sup> La introducción de la figura del comercializador también está siendo considerada por la autoridad en Chile en el cambio de la legislación eléctrica.

- Fierro, G. y P. Serra (1993), Un modelo de estimación del costo de falla: El Caso de Chile, *Cuadernos de Economía* 30, 90, 247-259.
- Houthakker, H.S. (1980), Residential electricity revisited, *The Energy Journal* 1, 29-41.
- Houthakker, H.S. and L.D. Taylor (1979), *Consumer Demand in the United States: Analysis and Projections*, 2<sup>nd</sup> Edition, Massachusetts: Harvard University Press.
- Hsing, Y. (1994), Estimation of residential demand for electricity with the cross-sectionally correlated and time-wise autoregressive model, *Resource and Energy Economics* 16, 255-263.
- Joskow, P. (2000), Deregulation and regulatory reform in the U.S. electric power sector, Working Paper WP-2000-003, Center for Energy and Environmental Policy Research, MIT.
- Munley, V.G., L.W. Taylor and J.P. Formby (1990), Electricity demand in multi-family renter-occupied residences, *Southern Economic Journal* 57, 178-194.
- Schweppe, F.C., M.C. Caramanis, R.D. Tabors and R.E. Bohn (1988), *Spot Pricing of Electricity*, Massachusetts: Kluwer Academic Publishers.
- Talukdar, S. and C.W. Gelling (1987), *Load Management*, California: IEEE Press.
- Taylor, T.N. and P.M. Schwarz (1990), The long-run effects of a time-of-use demand charge, *RAND Journal of Economics* 21, 431-445.
- Terza, J.V. (1986), Determinants of household electricity demand: A two-stage probit approach, *Southern Economic Journal* 52, 1131-1139.