

REGULACION PARA CRISIS DE ABASTECIMIENTO:
LECCIONES DEL RACIONAMIENTO ELECTRICO EN CHILE*

RÓMULO A. CHUMACERO**

RICARDO PAREDES M.***

JOSÉ MIGUEL SÁNCHEZ C.***

ABSTRACT

A key characteristic of regulatory schemes in Latin America is its virtual absence of mechanisms for coping with outages in the supply of public utilities. This paper presents such a mechanism, which has the advantage of being complementary to the medium and long run incentives that ought to be present on the regulation. We show that this mechanism is more efficient than the rationing scheme recently implemented in Chile for which we quantify its enormous costs. Furthermore, our proposal cannot be challenged on redistributive grounds.

1. INTRODUCCIÓN

Las crisis de abastecimiento en servicios regulados no son desconocidas para la mayoría de las economías en el mundo. Ello obedece en gran medida a la rigidez de precios que existe cuando ellos se determinan institucionalmente, lo que

* Agradecemos los valiosos comentarios realizados por parte de un árbitro anónimo. Cualquier error es de nuestra exclusiva responsabilidad.

** Departamento de Economía, Universidad de Chile.

** Departamento de Economía, Universidad de Chile.

*** Instituto de Economía, Pontificia Universidad Católica de Chile.

Key words: Electricity, regulation, rationing, electricity shortage

JEL Classification: L51, L94

a su vez tiene el potencial de ocasionar severos desajustes e ineficiencias. En la década de 1990, Chile y Colombia se han sumado a la mayoría de los países latinoamericanos con apagones y racionamientos, lo que, dada la práctica regulatoria estándar, es poco probable que cese¹.

Las lecciones que entrega la reciente experiencia de Chile pueden, en gran medida, obtenerse de otros casos. Sin embargo, el hecho que desde la crisis se hayan cuestionado las bases mismas de la notoria experiencia eléctrica chilena sugiere que es trascendental disponer de esquemas para las crisis. En Chile, no importó que el consumo eléctrico por persona entre 1990 y 1999 se haya prácticamente duplicado, y que los precios de energía sean hoy menos de la mitad de lo que fueron antes de la privatización en el sistema central y menos de un cuarto en el sistema del norte.

La aguda crisis eléctrica por la que atravesó Chile, particularmente la que se abastece del Sistema Interconectado Central (SIC), y donde se utilizó exclusivamente un esquema de racionamiento, contemplado en la legislación, cuestionó el fondo del sistema y, por los mismos mecanismos ahí determinados, provocó costos directos que son significativos.

Nuestro convencimiento es que a menos que los países dispongan de capacidades de respaldo extremadamente costosas, casi independientemente del sistema regulatorio, las crisis de oferta son eventualidades que deben ser consideradas. Incluso en esquemas donde los precios *spot* son la base del precio que rige para los consumidores, éstos no son traspasados a público inmediatamente, lo que puede tener bastante sentido económico. Por ello, el tratamiento de crisis es indispensable y puede concebirse en forma relativamente independiente del resto de las políticas regulatorias.

Por cierto, la política eléctrica es sustancialmente más compleja que cualquier política de crisis. La inversión en el sector eléctrico tiene relación con la política de crisis, pero se relaciona mucho más con los procesos de fijación tarifaria, determinación de parámetros de funcionamiento y calidad, que con las herramientas que se usen en los casos eventuales de crisis. El propósito de este trabajo sólo es analizar y desarrollar un esquema de manejo de crisis, en el entendido de que éste debe ser consistente con la política de inversión de largo plazo.

El trabajo se desarrolla en 4 secciones. La segunda sección describe brevemente la institucionalidad de la industria eléctrica chilena. La tercera sección hace una proposición para regular en caso de crisis desatada, evaluándola a la luz de la experiencia de racionamiento que tuvo Chile en 1999. La cuarta sección concluye.

¹ Este trabajo se centra en el caso de Chile. Sin embargo, sus implicancias son más generales, particularmente para una serie de países latinoamericanos que poseen sistemas regulatorios sin clara atención a la economía de las crisis. Véase, por ejemplo, Tobón (1999).

2. INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO²

La normativa del sector eléctrico chileno sigue la filosofía general económica, que es la de no establecer diferencias entre empresas basándose en la propiedad, aspecto esencial para una real competencia, y no discriminación por parte del Estado. Adicionalmente, se promueve la competencia en la generación eléctrica y se regulan las tarifas en las etapas de transmisión y distribución.

2.1 Herramientas de Regulación de Largo Plazo

Se pueden distinguir tres herramientas que han resultado fundamentales en el desempeño del sector eléctrico en Chile: el plan de obras, la coordinación en el despacho y la regulación de precios.

El plan de obras

Una de las herramientas básicas de regulación en Chile es el plan de obras, mediante el cual se determinan las tarifas de largo plazo aplicables a los mercados regulados, dando de esta forma los incentivos a la inversión y, en gran medida, la evolución de la industria. El plan de obras lo realiza el regulador (la Comisión Nacional de Energía) de modo de coordinar las inversiones y de inducir la inversión adecuada en el sector. En base al análisis tanto de las proyecciones de demanda como de costos de inversión, se simula la expansión que tendría el sistema eléctrico si se maximizara la rentabilidad social de la inversión. Como se puede desprender, las empresas así acotadas tienen escasas posibilidades de aumentar el precio retardando inversiones.

Coordinación del despacho

Otra institución clave en la operación del sistema eléctrico chileno es el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Su reglamento de operación establece que las empresas generadores de tamaño superior al 2% de la capacidad del sistema tienen la obligación de integrarlo, de modo de coordinar su operación. El CDEC determina en su reglamento que quien produce cada unidad de energía debe ser el que tiene el menor costo. Luego, en base a costos que el mismo CDEC calcula, determina las transferencias entre quienes venden y quienes producen.

El rol de la coordinación es importante no sólo para minimizar costos en el despacho, sino también para la seguridad de suministro. Ello es particularmente claro cuando se considera que en el caso de la generación hidroeléctrica, existen embalses con capacidad de regulación interperíodos (e.g., guardar un año para

² Para una descripción más profunda y que trata el desempeño sectorial, véase Paredes (1999 y 2000).

generar el próximo). En este sentido, las señales de precio y, en general, la coordinación, se pueden relacionar directamente con la eventualidad de crisis de abastecimiento³.

Regulación de precios

La ley establece que los precios de transmisión y distribución están regulados. El precio de generación, cuando éste llega a mercados de clientes pequeños, se debe fijar también. Esta fijación se hace en base de proyecciones futuras y, por ende, el nivel de precios mantiene una inercia importante. Las empresas generadoras no están propiamente reguladas, pero sí uno de los mercados a los cuales se entrega energía. Los generadores entregan la energía en tres mercados distintos: grandes clientes, entendiendo por éstos a aquellos con un consumo superior a los 2 MW de potencia, con los cuales se establecen contratos a precios libres; empresas distribuidoras, que compran energía al precio de nudo regulado; y al CDEC, que compra y transfiere la energía al costo marginal de corto plazo del sistema, también regulado. Los precios de nudo máximos fijados se ciñen a la restricción de no desviarse más de un 10% de los precios libres, lo que enfatiza la importancia de la competencia por los clientes grandes.

Los costos de distribución se adicionan al precio de nudo para calcular el precio a clientes regulados y se calculan en base a una “empresa ideal” de distribución. Los costos estimados para esta empresa ideal son comparados con empresas reales, de modo que de ninguna manera la estimación de los precios de distribución reporte a las distribuidoras un retorno a los activos fuera del rango de 6% al 14%.

2.2 Regulación para las crisis

En relación con el tema que específicamente nos preocupa en este trabajo, cual es la existencia de crisis, cabe reseñar que el SIC cuenta con un parque generador que combina generación térmica con generación hídrica. Esto es resultado de una elección tecnológica y económica que hace que la oferta dependa, al menos en parte, de la situación hidrológica que es de naturaleza aleatoria. Esta opción significa aceptar la probabilidad de que, en determinados momentos, la oferta disponible sea inferior a la presupuestada. Por supuesto, siempre es posible cubrir el riesgo de un año hidrológico seco, manteniendo capacidad de generación de reserva para ser usada en esta contingencia. El problema con la solución de seguridad a todo evento es que puede no ser óptimo mantener capacidad de generación ociosa para enfrentar contingencias de baja probabilidad de ocurrencia. No obstante, independientemente del respaldo de generación que pueda

³ De hecho, en la crisis eléctrica de 1999 en Chile, a la falta de coordinación se le puede atribuir parte de la responsabilidad.

tener el país, las situaciones de exceso de demanda son inevitables en determinadas circunstancias (sequías, terremotos, etc.) y, consecuentemente, es fundamental contar con regulaciones destinadas a enfrentar episodios críticos de abastecimiento.

Si bien la regulación no puede impedir las sequías ni las salidas fortuitas de centrales, ella contempla mecanismos para inducir a que las empresas tomen los resguardos necesarios y tales crisis sean limitadas. Concretamente, la regulación eléctrica tiene un conjunto de mecanismos destinados a inducir la inversión en potencia que respalde el sistema.

En primer lugar, existe un mercado de energía y potencia a firme, en el que la CNE determina precios que garantizan un suministro de energía de acuerdo a los contratos, con un margen de seguridad determinado. Las empresas obtienen ingresos por sus ventas de energía y potencia, por lo que a precios adecuados de la potencia habrá incentivos para tenerla.

En segundo lugar, la ley también contempla el pago de compensaciones a los consumidores en el caso de que con la disponibilidad planificada no fuera posible, como sistema, satisfacer la demanda. Estas compensaciones las deben realizar las generadoras deficitarias, es decir, aquellas que no tienen la capacidad de cumplir con sus contratos y a precios que son sustancialmente mayores a los costos típicos de generación. En este sentido, en el caso de una crisis de abastecimiento, existen precios que inducen a los generadores deficitarios a generar, ya sea ellos mismos o a comprar energía, a generadores superavitarios o nuevos, de modo de no tener que pagar (compensar) a precios que largamente exceden el costo típico de producción. Hasta la reciente modificación legal, el mes de mayo de 1999, las compensaciones debían realizarse a menos de que hubiese razones de fuerza mayor, como por ejemplo, una sequía prolongada (artículo 99 bis).

Así, existen incentivos para proveer capacidad y para proveer más generación en caso que se desate una crisis. No obstante, sigue siendo cierto que el precio *spot* puede ser demasiado inflexible como para impedir la existencia de una crisis. Por ello, aparte de los elementos que contempla la legislación eléctrica para evitar las crisis eléctricas, también ella establece mecanismos cuando las crisis se hacen presentes. Concretamente, la ley establece que en caso que las generadoras no puedan satisfacer la demanda, se decreta el racionamiento. Esto es, la ley no establece que existan ajustes de precio en cada momento, lo que impide que la oferta iguale a la demanda siempre.

Como se señaló más arriba, el modelo para calcular el precio de nudo tiene un horizonte de mediano plazo y bien puede ocurrir que la CNE haya determinado que, dado el crecimiento de la demanda, ella podrá ser suplida con centrales que entren en momentos precisos en el tiempo, provocando una baja en el precio de nudo (componente principal del precio que paga el consumidor final regulado) en circunstancias que, por el retraso en la entrada o por una problema técnico, no hay suficiente potencia para satisfacer la demanda puntual. Ello incluso puede ser contrario a lo que debiera ser la dirección de los precios del momento y puede pasar, como en la actualidad, que por días o semanas el precio fijado sea excesivamente bajo y genere racionamientos.

El sistema de racionamiento, sin embargo, tiene asociados costos en bienestar derivados del hecho de que no se utiliza la disposición a pagar de los usuarios para determinar el esquema de racionamiento. Una forma de atenuar estos costos es a través de contratos de prioridad, en los que cada consumidor elige un seguro distinto a través de la prioridad declarada⁴.

En lo que sigue, cuantificamos dicho costo en bienestar y proponemos una forma de enfrentar las crisis de oferta una vez producidas, lo que debe considerarse como una parte de la regulación del sistema.

3. PROPUESTA DE REGULACIÓN EN CRISIS

Desde el punto de vista económico, un mecanismo para resolver problemas de restricción de oferta es el de precios *spot*. Estos reflejarían la escasez relativa de energía en todo momento del tiempo. De este modo, el precio pagado por los consumidores aumentaría en tiempos de crisis (reducciones imprevistas en la oferta) para asignar la oferta existente en ese momento. Sin embargo, este mecanismo puede inducir a un exceso de volatilidad en precios, que resultaría, bajo ciertas condiciones, ineficiente⁵. Más aún, este sistema podría alterar las señales de largo plazo destinadas a favorecer la inversión, que demostraron ser exitosas en Chile.

Otro mecanismo para abordar la crisis es la introducción de un impuesto que aumente el precio relativo de la energía que enfrentan los consumidores. Sin embargo, este mecanismo corresponde simplemente al de un racionamiento vía precios a cambio de un beneficio estatal por ingresos tributarios, lo cual parece inviable desde el punto de vista político.

Una tercera posibilidad, contemplada en la legislación eléctrica chilena, es el racionamiento parejo. A continuación comparamos los costos asociados a este mecanismo con los de la propuesta que desarrollamos y que consiste en aumentar el precio relativo de la energía, castigando su consumo y, simultáneamente, reembolsar por el ahorro efectivo.

3.1 El mecanismo propuesto

Un elemento necesario para conciliar incentivos para la inversión por parte de generadores y distribuidores de energía con el de reducción del consumo en tiempos de crisis es el de separar el precio pagado por el consumidor del precio recibido por generadores y distribuidores. La legislación chilena contiene, en lo

⁴ Para una descripción y análisis de este tipo de mecanismos, véase Chao y Wilson (1987), Wilson (1989) y Chao y Peck (1997).

⁵ Para mecanismos de asignación basados en precios *spot*, véase Vickrey (1992) y Bohn, Caramanis y Schweppe (1984).

fundamental, los elementos para inducir la ejecución de las obras y la conciliación entre oferta y demanda de energía en el mediano y largo plazo, pero hace que en épocas de crisis, el precio que paga el consumidor pueda divergir notablemente de la señal de consumo que debiera tener. Dado que el precio de generadores y distribuidores toma en cuenta de modo explícito un horizonte de planeación de largo plazo, no parece razonable modificar esta señal por un fenómeno puntual y transitorio, como puede ocurrir en una crisis de abastecimiento.

Para eliminar el exceso de demanda existente en un período puntual de crisis, se requiere aumentar el precio de la energía a los consumidores. Sin embargo, por las razones expuestas, relacionadas con las restricciones políticas, basadas a su vez en los efectos distributivos, la recaudación por sobreprecio no puede ir ni al fisco, ni a los generadores. La propuesta es que retorne a los propios consumidores⁶.

Para formular analíticamente esta propuesta y poder evaluar sus méritos relativos, desarrollamos un modelo muy simple. Concretamente, suponemos que para un precio de la energía de p , la cantidad demandada es Q . Sin embargo, la oferta existente (producto de la crisis) es:

$$(1) \quad \bar{Q} = \theta Q; \quad 0 < \theta < 1$$

Sea $\bar{p}$ el precio de la energía que haría que voluntariamente el conjunto de consumidores consuma $\bar{Q}$; este precio dependerá obviamente de la elasticidad de la demanda. De aumentarse el precio a ese nivel, se generaría una recaudación adicional de:

$$(2) \quad (\bar{p} - p) \bar{Q}$$

que corresponde al área B del Gráfico 1.

El esquema de devolución de la recaudación adicional (2) que proponemos es uno en el que a cada consumidor se le devuelve una fracción del equivalente a esta “recaudación adicional” y que corresponde a la proporción de su consumo en el total de energía consumida en el período fuera de crisis. Esto es:

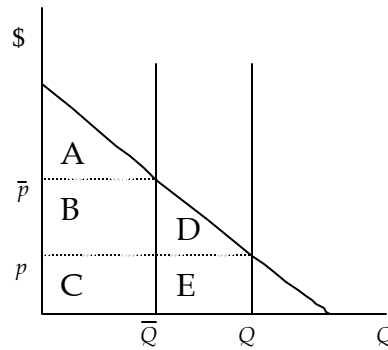
$$(3) \quad (\bar{p} - p) \bar{Q} \frac{q_i}{Q}$$

Las bondades de este mecanismo son cuando menos tres. En primer lugar, la devolución se hace en función de variables que el individuo no controla en el

⁶ Esta propuesta desarrolla una idea general elaborada por uno de los coautores (Paredes) en 1997 a raíz de la crisis de agua potable en el sector alto de Santiago de Chile.

momento de la crisis, dado que dependen de decisiones adoptadas con antelación y de la demanda agregada que, es dable suponer, cada individuo toma paramétricamente. En segundo lugar, la fracción del área B devuelta a los consumidores es lo suficientemente pequeña como para que el incremento en el ingreso proveniente de esta devolución no desplace su función de demanda de modo perceptible. Finalmente, una propiedad importante de este esquema es que aun cuando la devolución no depende de ninguna variable que el consumidor pueda controlar, el valor final por cantidad consumida dependerá del ahorro que realice.

GRAFICO 1
DEMANDA DE ELECTRICIDAD



Así, el gasto total en electricidad (G) de un consumidor i luego de incluir la transferencia descrita será:

$$(4) \quad G_i = \overline{pq}_i - (\bar{p} - p) \bar{Q} \frac{q_i}{Q} = \overline{pq}_i \left(1 - \frac{\theta}{\theta_i} \right) + p \bar{q}_i \frac{\theta}{\theta_i}$$

donde $\theta_i = \frac{\bar{q}_i}{q_i}$ es la fracción del consumo normal de energía que el individuo consume en el período de crisis.

Si el consumidor i reduce su consumo de energía en la misma proporción que disminuye la demanda agregada, $\theta_i = \theta$, el esquema de devolución garantiza que el gasto promedio por unidad de consumo sea p, es decir, el precio previo a la crisis. A su vez, si su esfuerzo de ahorro es mayor al promedio $\theta_i < \theta$, el gasto promedio por unidad de consumo será menor que el precio que pagaría en situación de oferta normal (p). Finalmente, en caso de que el consumidor reduzca su consumo en una fracción inferior a la del promedio, el gasto promedio por unidad de consumo será superior a p.

3.2. Potenciales beneficios

El análisis económico permite proveer una aproximación cuantitativa a los potenciales beneficios de la aplicación del mecanismo descrito. Adicionalmente, podemos dimensionar las magnitudes involucradas respecto a tres temas relacionados:

- i) ¿Cuánto valoran los consumidores disponer de un respaldo eléctrico que hubiera evitado la restricción de oferta existente en 1999?⁷
- ii) ¿Cuál es el beneficio neto de disponer de dicho respaldo?
- iii) ¿Cuál es el costo adicional que impone el racionamiento respecto a nuestra propuesta, independientemente de la existencia o no de un respaldo?

Volviendo nuestra atención al Gráfico 1, observamos que el área D + E responde a la pregunta i). Es decir, esta área corresponde a la valoración que los consumidores otorgarían a disponer de la energía que, por la crisis, no fue suministrada ($Q - \bar{Q}$).

Para responder ii) requerimos comparar los beneficios esperados que se derivan de la respuesta en i) con los costos asociados a disponer de capacidad de respaldo (equivalentes a un seguro), y que están en lo fundamental dados por el costo de centrales térmicas.

Finalmente, iii) se responde a partir de que, dado que bajo un esquema de racionamiento parejo la oferta disponible de energía se asigna a los consumidores sin considerar su valoración relativa, los consumidores con mayor valoración de la energía (e.g. hospitales, colegios, etc.) quedan excluidos de su consumo y son sustituidos por consumidores que valoran menos su electricidad (e.g. exceso de iluminación en las casas). Volviendo al Gráfico 1, estos costos pueden ser cuantificados de la siguiente forma: la valoración promedio de una unidad de energía a un precio $\bar{p}$ corresponde a $(A+B+C)/\bar{Q}$, en tanto que la valoración promedio es $(A+B+C+D+E)/Q$ cuando el precio es p y hay racionamiento parejo. Entonces, con $p = f(Q)$ como la función inversa de la demanda, el costo en bienestar de una política de racionamiento respecto a la política propuesta en este documento es:

$$(5) \quad \left[\frac{\int_0^{\bar{Q}} f(q) dq}{\bar{Q}} - \frac{\int_0^Q f(q) dq}{Q} \right] \bar{Q}$$

⁷ Para el análisis de costos asociados a las fallas eléctricas, véase Andersson y Taylor (1986), Beenstock (1991), y para el caso de Chile, Serra y Fierro (1997).

3.3 Cuantificación

Para cuantificar las magnitudes involucradas en la crisis de 1999 se requiere contar con estimaciones de la función de demanda de electricidad para el consumo de los clientes regulados que son quienes, en principio, no tienen la capacidad de organizarse y transar sus consumos. Es cierto que en la medida que los cortes son parejos y tampoco dejan que los clientes libres transen consumo, el costo del racionamiento los afecta de la misma manera. De cualquier forma, nuestro análisis se realiza para el caso de los clientes regulados, por lo que arroja estimaciones bastante conservadoras de los costos del racionamiento.

Con el fin de hacer de estas estimaciones lo más generales posibles, se utilizaron diversas formas funcionales para contrastar cuán robustas son. Como no se cuenta con información de consumo directo de clientes regulados, utilizamos información mensual de generación total del SIC y de precios de nudo, ambos antecedentes provenientes de la Comisión Nacional de Energía⁸. El Cuadro 1 reporta los resultados de estimaciones econométricas para tres formas funcionales ajustadas por el sesgo de utilización del precio de nudo⁹.

La variable de escala utilizada corresponde al Índice de Actividad Económica Mensual (IMACEC), desarrollado por el Banco Central de Chile. Todas las estimaciones utilizan modelos sobreparametrizados y luego reducidos a representaciones parsimoniosas¹⁰.

⁸ Aproximadamente el 40% de la generación total es demandada por los clientes regulados, por lo que se ajustó la serie de generación total asumiendo que esta proporción se mantiene constante. A su vez, como precio relativo de la energía eléctrica, se utiliza una transformación correspondiente a 2.5 veces el precio nudo (asumiendo que el valor agregado de distribución es proporcional a dicho precio).

⁹ Formalmente, sea $\hat{\beta}$ un estimador consistente de la elasticidad de la demanda respecto al precio nudo, sea $\hat{\delta}$ un estimador consistente de la elasticidad del precio final al consumidor respecto al precio nudo; entonces, bajo condiciones relativamente generales, $\hat{\tau} = \hat{\beta} / \hat{\gamma}$ será un estimador consistente de la elasticidad precio de la demanda residencial respecto al precio final. Afortunadamente, existen series anuales de precios con los cuales puede computarse un estimador de γ que se encuentra entre 0.6 y 0.7.

¹⁰ También se utilizaron especificaciones no lineales con resultados similares a los reportados.

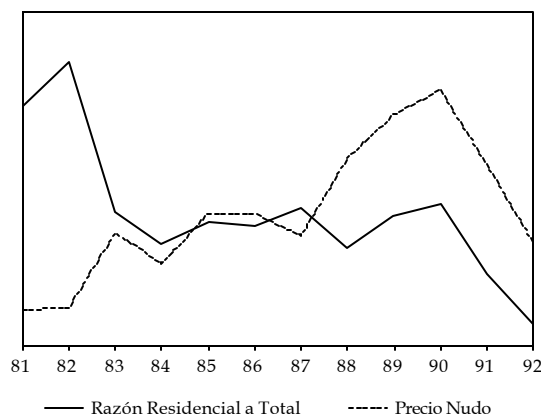
CUADRO 1
MODELOS DE ESTIMACION DE DEMANDA

	Lineal	Semilogarítmica	Logarítmica
EP (Corto Plazo)	-0.099 (0.014)	-0.024 (0.062)	-0.063 (0.010)
EP (Largo Plazo)	-0.338 (0.045)	-1.796 (0.512)	-0.641 (0.157)
EI (Corto Plazo)	0.472 (0.054)	0.270 (0.053)	0.510 (0.052)
EI (Largo Plazo)	1.024 (0.461)	1.303 (0.321)	0.901 (0.145)
R ²	0.995	0.996	0.996
EER	23.931	20.838	20.999
Q	0.381	0.481	0.224
ARCH	0.401	0.468	0.672
Normalidad	0.454	0.547	0.101

Notas: EP = Elasticidad Precio. EI = Elasticidad Ingreso. R² = R² corregido. EER = Error Estándar de la Regresión (en las especificaciones logarítmica y semilogarítmica este indicador se computó luego de obtener el valor esperado del nivel de la demanda). Q = Test Q de Ljung y Box de ruido blanco (se reporta el menor *P-value* encontrado en el test). ARCH = Test ARCH de Engle (*P-value*). Normalidad = Test de normalidad de Jarque y Bera (*P-value*). Las elasticidades precio e ingreso reportadas para las especificaciones lineales y semilogarítmicas corresponden a los promedios en la muestra. Desviaciones estándar en paréntesis.

Como se observa en el Cuadro 1, las tres representaciones satisfacen criterios estándar de especificación, tales como los de proveer innovaciones normales y homoscedásticas. A su vez, las tres especificaciones muestran diferencias importantes entre las elasticidades precio e ingreso de corto y largo plazo (largo plazo se entiende en este modelo como un ajuste completo luego de ocho meses de producida una innovación). Existe un sesgo adicional que no se considera en estas estimaciones, y proviene de suponer que la demanda de clientes regulados corresponde a una fracción constante de la demanda total. Es de esperar que la demanda residencial sea más elástica que la industrial o comercial. A pesar de no existir evidencia directa de esto, sí existe evidencia indirecta como la que muestra el Gráfico 2. En él se aprecia la relación entre el consumo residencial, comercial y público (donde se concentran la mayor parte de los clientes regulados) y el consumo total con el precio nudo (en términos reales). Se evidencia una correlación negativa y estadísticamente significativa entre una variable y otra. Esto quiere decir que, por ejemplo, ante un incremento en el precio nudo, la participación del consumo de los clientes regulados en el consumo total de electricidad disminuye. Esto implica (*ceteris paribus*) que la demanda de los clientes regulados debiera ser más elástica que la de los no regulados y, consecuentemente, las elasticidades precio reportadas en el Cuadro 1 pueden ser inferiores a las efectivas.

GRAFICO 2
PARTICIPACION DEL CONSUMO REGULADO Y PRECIO NUDO
(Cifras Normalizadas)



Una vez obtenidas estimaciones de la función de demanda, pueden darse respuestas cuantitativas a las preguntas planteadas previamente. El Cuadro 2 presenta los resultados de estas estimaciones suponiendo una elasticidad precio de -0.15 y una reducción de la oferta efectiva (producto de la crisis) de 8%. Por ello, dado el valor de la elasticidad precio, se requeriría aumentar el precio de la energía en 53% para reducir el consumo en 8%, equilibrando así al mercado. Se evidencia en este caso que el costo asociado a no disponer del 8% de energía para equilibrar el mercado a un precio de p es de 4.2 millones de dólares mensuales. Esto es, el valor del área D+E del Gráfico 1 es consistente con este monto.

Una pregunta relevante es cuánto valorarían los consumidores un seguro mediante el cual se garantice la provisión de energía en el caso de crisis, esto es, “seguridad a todo evento”. Estimamos un costo de 240 millones de dólares por la construcción de una planta de energía que fuera capaz de eliminar el déficit y una tasa de descuento anual de 10%, con lo que la perpetuidad anual de dicha inversión asciende a 2 millones de dólares mensuales. Por ello, la provisión de este seguro de energía sería conveniente para Chile sólo si el sistema se encontrara en crisis hidrológica al menos año por medio.

CUADRO 2
CUANTIFICACION DE COSTOS Y VALORACIONES

Especificación	Costo de no tener respaldo en crisis (MM US\$ Mensuales)	Costo de racionamiento (MM US\$ Mensuales)
Lineal	4.23	10.3
Semilogarítmica	4.26	21.4

Para estimar los costos sociales asociados con el racionamiento, debemos cuantificar la valoración que los agentes tienen por cada unidad de energía cuando el precio es $\bar{p}$ y cuál es la valoración cuando el precio es p . En el caso en que la demanda sea lineal los valores respectivos son 114.9 y 108.2 pesos por Kw/h, y en el caso en que la demanda sea semilogarítmica, los valores son 205.9 y 191.5 respectivamente. Finalmente, el costo asociado al racionamiento respecto a nuestra propuesta se presenta en el mismo Cuadro 2. Tal costo es significativamente mayor que el costo de no contar con la energía en períodos de crisis como la vivida actualmente. Dependiendo de la especificación utilizada, estos costos pueden llegar a ascender a más de 20 millones de dólares mensuales.

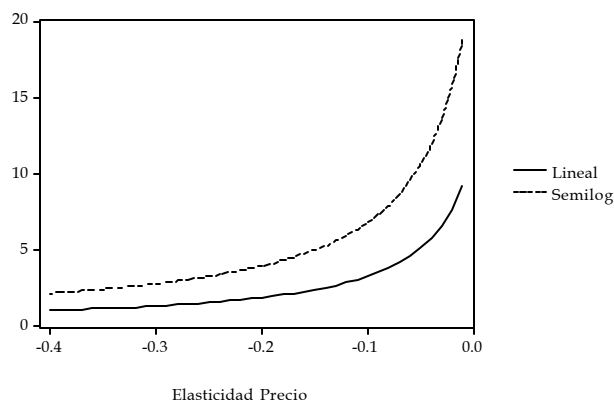
El Cuadro 3 y el Gráfico 3 muestran que este resultado es robusto para cualquier estimación de elasticidad precio dentro de rangos razonables. Nótese que el costo de racionamiento es cuando menos dos veces superior al costo de no contar con Q . Esto muestra que los beneficios sociales de la propuesta aquí desarrollada son significativamente superiores a los de la provisión de un respaldo seguro.

CUADRO 3
CUANTIFICACION DE COSTOS PARA DISTINTAS ELASTICIDADES

Elasticidad	Lineal		Semilogarítmica	
	I	II	I	II
-0.01	16.7	153.8	17.1	320.5
-0.05	6.0	30.8	6.1	64.1
-0.15	4.2	10.3	4.3	21.4
-0.25	3.9	6.2	3.9	12.8

Notas: I = Costo de no disponer de $(Q - \bar{Q})$ (en millones de dólares mensuales). II = Costo social de la política de racionamiento respecto a nuestra propuesta (en millones de dólares mensuales).

GRAFICO 3
COSTO DE RACIONAMIENTO / COSTO DE NO DISPONER DE ENERGIA



Finalmente, una bondad adicional del mecanismo propuesto es que es capaz de proveer incentivos claros al ahorro de energía, puesto que el monto de devolución de los ingresos recaudados está en función del ahorro de energía que realicen los consumidores. Las especificaciones econométricas utilizadas son consistentes con elasticidades precio decrecientes con el nivel de ingreso de los consumidores. Esto quiere decir que ante un aumento en precios, los consumidores con un nivel de ingreso más alto disminuirán en una fracción menor su consumo de energía que los hogares con ingresos más bajos.

El Cuadro 4 muestra evidencia que éste es efectivamente el caso. Así, por ejemplo, en la primera fila se muestra que, para un hogar con un ingreso de \$100.000 mensuales y que previo a la crisis consumía 100 Kw/h mensuales a un precio de \$25 por Kw/h, su cuenta mensual de electricidad correspondía a \$2.500 mensuales. Si el precio de la energía aumenta en un 53% (monto necesario para reducir la demanda en 8% con una elasticidad precio agregada de -0.15), demandará 21.2% menos de energía (esto porque la elasticidad precio es mayor). Con ello, la cantidad consumida de energía desciende a 78.8 Kw/h por mes y su cuenta se eleva ahora a $38.3 \times 78.8 = \$3.016$ por mes. Sin embargo, dado que este hogar disminuirá su consumo de energía en una fracción mayor que el promedio, recibirá un “cheque” de \$1.218 en ese mes. Con ello, el gasto neto promedio con nuestra propuesta disminuye a \$22.8 por Kw/h, que es inferior al precio que pagaría en un período normal.

CUADRO 4
EFECTOS DEL MECANISMO EN LA PRACTICA

Ingreso	Período Normal			Nuestra Propuesta				
	p	Q	Cuenta	$\bar{p}$	$\bar{Q}$	Cuenta	Reembolso	Z
100	25	100	2500	38.3	78.8	3016	1218	22.8
150	25	123	3086	38.3	102.2	3914	1503	23.6
250	25	170	4258	38.3	149.1	5709	2074	24.4
450	25	264	6601	38.3	242.8	9299	3216	25.1
1175	25	604	15098	38.3	582.7	22316	7355	25.7

Notas: En este cuadro se asumen 5 tipos de consumidores. Ingreso = Ingreso mensual (en miles de pesos). Los precios se expresen en pesos por Kw/h. Las cantidades se expresan en Kw/h por mes. Cuenta = Cuenta de electricidad (en pesos mensuales). Reintegro = Valor de la transferencia proveniente de la recaudación por el incremento en precios. Z = Cuenta menos reembolso dividido por $\bar{Q}$.

4 CONCLUSIONES

La regulación chilena establece que, en caso de crisis extrema, se racione la demanda. Confirmando lo que es plenamente sabido en economía, estos racionamientos son muy ineficientes y, aunque parezca lo contrario, por lo general inequitativos. Provocan mayores pérdidas a los que, con la misma energía, se pueden tener sin racionamientos y no restringen el consumo fuera de los momentos de racionamiento (por el contrario, suelen aumentarlo). Por ello, es fundamental buscar un esquema que haga pagar a los consumidores mayores precios por la energía, eliminando, o al menos reduciendo, el racionamiento. Por su parte, no pueden traspasarse a los beneficios de las empresas fallas o retrasos que permitan que el aumento de precios pagados por los consumidores les beneficien. La solución es que en estos períodos haya diferencias entre precios pagados por los consumidores y los recibidos por las empresas generadoras. Ello se puede lograr por diferentes medios que, comparados con racionamientos, favorecen financieramente a los consumidores.

En este trabajo desarrollamos una propuesta que elimina los costos del racionamiento. Según nuestras estimaciones, los costos de no tener respaldo para la situación de crisis en Chile en 1999 fueron significativamente inferiores a los costos del racionamiento, o en otras palabras, el manejo que la misma ley señala debe darse. En efecto, una estimación conservadora del costo del racionamiento sólo para clientes regulados que representan menos del 40% del consumo total, asciende a US\$ 10 millones mensuales, mientras que el costo de no haber dispuesto de un respaldo de energía que mantuviera el consumo a los niveles anteriores a la crisis durante la misma asciende a sólo US\$ 4.2 millones mensuales.

El mecanismo que hemos desarrollado elimina el costo del racionamiento y provee los incentivos correctos para el ahorro. Más aún, nuestras estimaciones indican que los hogares de menores ingresos recibirán premios netos en la crisis, por lo que evitaría cuestionamientos de tipo distributivo.

REFERENCIAS

- Andersson, R. y L. Taylor (1986), "The Social Cost of Unsupplied Electricity. A Critical Review." *Energy Economics*, 139-146.
- Beenstock, M. (1991), "Generators and the Cost of Electricity Outages." *Energy Economics*, 283-289.
- Bohn, R. E., M. C. Caramanis y F. Schweppe (1984), "Optimal Pricing in Electrical Networks over Space and Time." *The Rand Journal of Economics* 15, 360-376.
- Chao, H. P. y R. Wilson (1987), "Priority Service: Pricing, Investment and Market Organization." *American Economic Review* 77, 899-916.
- Chao, H. P. y S. Peck S. (1997), "An Institutional Design for an Electricity Contract Market with Central Dispatch." *Energy Journal* 18 (1), 85-110.
- Paredes, R. (1999), "Sector Eléctrico en Chile", *Informe Gemines* sobre el Sector Eléctrico.
- Paredes, R. (2000), "Regulación Económica en Chile: La Opción por un Enfoque No Estructural." en F. Larraín y R. Vergara, (eds.) *La Transformación Económica de Chile*. Centro de Estudios Públicos.
- Serra, P. y G. Fierro (1997), "Outage Costs in the Chilean Industry." *Energy Economics*, 417-434.
- Tobón, D. (1999), "Políticas de Precios en Contingencias de Generación de Electricidad. Un Análisis Aplicado al Mercado Colombiano." Tesis de Grado de Magister en Economía, Universidad de Chile.
- Vickrey, W. (1992), "Efficient Pricing of Electrical Power Service. Some Innovative Solutions." *Resource and Energy* 14, 157-174.
- Wilson, Robert (1989), "Efficient and Competitive Rationing." *Econometrica* 57, 1-40.

