

LA CRISIS ELÉCTRICA DE 1998-1999: CAUSAS, CONSECUENCIAS Y LECCIONES*

**Carlos Díaz, Alexander Galetovic
y Raimundo Soto**

Este trabajo analiza la crisis eléctrica de 1998-1999. Su principal conclusión es que el diagnóstico habitual, de que ocurrió porque las empresas no invirtieron y el regulador no tenía atribuciones, es equivocado. A pesar de la peor sequía del siglo y de la falla de la central Nehuenco, los cortes de energía y el déficit agregado de 450 GWh —sostienen los autores— se podrían haber evitado si el agua embalsada se hubiese manejado eficientemente, o bien si los reguladores hubiesen usado sus atribuciones para hacer funcionar el sistema de precios, o si el Ejecutivo no hubiese temido afectar su imagen decretando racionamiento apenas las condiciones lo exigieran.

CARLOS DÍAZ. Ingeniero Comercial de la Pontificia Universidad Católica de Chile y Master en Economía por la Universidad de California en Los Ángeles (UCLA). Actualmente es decano de la Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad de los Andes.

ALEXANDER GALETOVIC. Ph. D. en Economía, Princeton University. Ingeniero Comercial y Magister en Economía, Pontificia Universidad Católica de Chile. Profesor Asociado, Centro de Economía Aplicada (CEA), Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile, e investigador asociado al Proyecto Infraestructura del Centro de Estudios Públicos.

RAIMUNDO SOTO. Ingeniero Comercial, Universidad de Chile, Ph. D. en Economía, Georgetown University. Profesor del Departamento de Economía, Universidad Alberto Hurtado.

* Este trabajo se terminó de redactar antes que se hiciera público el anteproyecto de ley de la Comisión Nacional de Energía. El financiamiento para su realización fue proporcionado por Gener S.A. El contenido del trabajo, sin embargo, es de nuestra exclusiva responsabilidad y no compromete en forma alguna a Gener S.A. Agradecemos a Felipe Cerón, Ronald Fischer, Andrés Jana, José Luis Mardones, Juan Carlos Olmedo, Martín Rodríguez-Pardina, Hugh Rudnick, José Miguel Sánchez, Eduardo Saavedra y Salvador Valdés por sus valiosos comentarios, y la ayuda de investigación de Álvaro Bustos.

En el trabajo se argumenta que la variabilidad hidrológica a la que está sujeto Chile central hace inevitable reducir el consumo en años muy secos. Las crisis ocurren porque el sistema de precios es inflexible e inadecuado para acomodarlas sin cortes de energía; ante una escasez tanto usuarios como empresas enfrentan precios muy por debajo del costo de oportunidad de la energía. Esto, además, introduce un problema de *moral hazard* que incentiva el uso ineficiente del agua embalsada y hace más probable que ocurra una escasez.

A juicio de los autores, es equivocado pensar que las crisis se evitarían dándole más atribuciones discrecionales al regulador. Varios episodios muestran que éste no usó las atribuciones que tenía. Al Ejecutivo le incomoda zanjar conflictos entre privados porque sus intervenciones tienen consecuencias patrimoniales que lo dejan vulnerable a las críticas de quienes se sienten perjudicados. Por ello se debe liberar al regulador de la obligación de zanjar conflictos entre privados. Esto requiere liberalizar la regulación.

1. INTRODUCCIÓN

La crisis eléctrica que ocurrió en Chile central en 1998 y 1999 desató una gran polémica. Entre los presuntos culpables, además de la sequía y la falla prolongada de la central Nehuenco, se suele mencionar el comportamiento de las empresas, la supuesta inversión insuficiente y la falta de atribuciones con que contaba el regulador para manejar la escasez. La conclusión de muchos es que la regulación eléctrica adolece de limitaciones serias. De ahí que la ley se haya modificado apresuradamente en medio de cortes de energía en junio de 1999 y en menos de un año ya se hayan elaborado dos anteproyectos de ley a los que con seguridad se agregarán otros en el futuro cercano¹.

A esta altura el debate se ha desplazado hacia cómo modificar la regulación, tal vez porque existe cierto acuerdo sobre el diagnóstico. Este trabajo, por el contrario, vuelve a examinar la crisis. El grueso del análisis lo dedicamos a establecer, analizar y entender sus causas. Sin embargo, el ámbito del trabajo pretende ser más amplio. A nuestro juicio, la crisis fue un experimento natural que reveló varios defectos estructurales de la regulación eléctrica chilena. Estas lecciones, sin embargo, han sido malinterpretadas. Por ello, identificamos esos defectos y discutimos de qué forma

¹ La ley eléctrica vigente es el DFL N° 1 de 1982. El reglamento de la ley vigente es el DS N° 327 de 1998. Estos documentos están disponibles en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía (<http://www.cne.cl>).

hacen las crisis más probables e impiden que en situaciones de escasez la energía se asigne eficientemente. De este análisis se deducen algunos temas específicos en que la regulación debe mejorarse. También se concluye que el diagnóstico de las causas de la crisis que comúnmente se escucha, y que en su versión más extrema sostiene que fue consecuencia de la insuficiente inversión de las empresas y porque el regulador no tenía atribuciones que le permitieran actuar, es equivocado.

Nuestro análisis parte notando el hecho estructural que determina gran parte de lo que ocurre en el Sistema Interconectado Central (en adelante SIC), la gran variabilidad hidrológica a la que está sujeta la zona central de Chile. En un año húmedo casi el 100% de los 27.000 GWh demandados en 1999 pueden ser abastecidos por centrales hidráulicas, mientras que en un año muy seco la proporción cae por debajo del 40%. Esto implica que las reducciones de consumo en años muy secos son inherentes al SIC porque sería ineficiente mantener suficientes centrales térmicas para evitarlas por completo. A esta variabilidad se le suma que en todo momento el funcionamiento de las centrales es decidido centralmente para minimizar el costo de abastecimiento, con independencia de los compromisos contractuales de cada empresa generadora. Por ello, las grandes transferencias de energía entre generadores son habituales, tanto en años normales como en años secos. En conjunto, ambas características implican que en el SIC es particularmente necesario un sistema de precios suficientemente flexible que les transmita el costo de oportunidad de la energía a los usuarios en años de escasez y que garantice transferencias expeditas entre generadores a precios que reflejen la escasez relativa de la energía.

Sin embargo, en este trabajo mostramos que el sistema de precios vigente es inflexible para acomodar grandes caídas de la cantidad de energía disponible, incapaz de transmitirles el costo de oportunidad de la energía a los usuarios regulados en situaciones de escasez e inadecuado para coordinar las transferencias de energía entre generadores. Estos defectos introducen un problema de *moral hazard* que incentiva el uso ineficiente y excesivamente rápido del agua embalsada, lo que hace más probable que ocurra escasez². Pero, además, impiden que la energía disponible se asigne eficientemente y sin cortes, porque la mayoría de los agentes no enfrenta el verdadero costo de oportunidad de la energía durante una escasez, lo que causa las crisis³.

² El término “moral hazard” proviene de la economía de los seguros y denota una situación en que la protección que otorga una póliza induce a un comportamiento más descuidado del asegurado, aumentando con ello la probabilidad del siniestro.

³ Por “escasez” entendemos una caída de la oferta de energía, ya sea por una sequía o por la falla de una central. Por “crisis” entendemos un exceso de demanda por energía, el que habitualmente lleva a cortes del suministro.

Presentamos evidencia de que la crisis no fue consecuencia inevitable de la escasez causada por la sequía (aparentemente la peor de este siglo) y la falla prolongada de la central Nehuenco. El déficit agregado durante los meses en que hubo racionamiento fue de 450 GWh⁴. Como se muestra en el trabajo, si el agua embalsada se hubiera manejado eficientemente, o bien los reguladores hubiesen tenido la voluntad de hacer funcionar el sistema de precios y de usar sus atribuciones prontamente, o si el Ejecutivo no hubiese temido los supuestos “costos políticos” o de imagen por decretar racionamiento apenas las condiciones lo justificaban, se hubiesen ahorrado bastante más que 450 GWh. Por lo tanto, la crisis fue consecuencia de la inflexibilidad del sistema de precios y de los errores de manejo cometidos por los reguladores. Una implicancia inmediata de esta conclusión es que tampoco se la puede atribuir a la inversión insuficiente de las empresas.

Al mismo tiempo, el examen de las acciones de los reguladores sugiere que una nueva crisis no se evitará ampliando sus atribuciones discrecionales, porque en muchos casos no usaron las atribuciones que tenían. El problema de fondo es que, por principio, el Ejecutivo no debería zanjar disputas entre privados. En la práctica, se ha mostrado renuente a tomar medidas tales como decretar racionamientos, posiblemente porque sus intervenciones tienen efectos patrimoniales importantes y lo dejan vulnerable a las críticas de quienes se sientan perjudicados. Pero, por otro lado, el sistema de precios vigente no puede funcionar sin que los reguladores zanjén estos conflictos e intervengan activamente, porque es rígido y la ley contiene muchos vacíos⁵. Estos vacíos probablemente fueron exacerbados por la demora de varios años en reglamentar la ley. En resumen, el sistema de precios requiere ser modificado para hacerlo más flexible y es necesario liberar al Ejecutivo de la obligación de zanjar conflictos entre las empresas.

Este trabajo complementa uno anterior en que analizamos formalmente si la ley eléctrica contenía precios suficientes para administrar sin cortes y eficientemente caídas drásticas de la cantidad ofrecida de energía, y en qué medida daba los incentivos correctos para invertir en capacidad de reserva (Díaz, Galetovic y Soto [1999], en adelante DGS). Igualmente está relacionado con los trabajos de Bernstein (1999) y de la CNE (1999), los que también analizan las causas de la crisis, y con el de Fischer y Galetovic (2000), que analiza la relación entre la crisis y la institucionalidad regulatoria.

⁴ La *potencia* es la capacidad de desarrollar trabajo mecánico y se mide en watts (W). La *energía* es el uso o generación de potencia en un periodo de tiempo y se mide en watts por hora o watts-hora (Wh). Así por ejemplo, una ampolla de 100 w de potencia consume 50 Wh de energía si está encendida por media hora. Un kilowatt (KW) son 1.000 watts; un megawatt (MW) son 1.000 KW y un gigawatt (GW) son 1.000 MW.

⁵ Sobre conflictos en el sector eléctrico, véase a Basañes, Saavedra y Soto (1999).

El resto del trabajo se organiza como sigue. En la sección 2 describimos aquellos aspectos del sector eléctrico chileno que son necesarios para entender la crisis eléctrica. En la sección 3 analizamos la crisis: sus causas materiales, el porqué del fracaso del sistema de precios y el manejo que se hizo de ella. Finalmente, la sección 4 resume las conclusiones y lecciones.

2. EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO

En esta sección describimos brevemente aquellos aspectos del sector eléctrico chileno que son necesarios para entender la crisis eléctrica: las instituciones, la variabilidad hidrológica y el sistema de precios de generación.

2.1. Las instituciones

Las instituciones relevantes durante la crisis son cuatro: la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Ministerio de Economía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Las describimos a continuación⁶.

La CNE. La Comisión Nacional de Energía estudia y propone regulaciones, calcula precios regulados (el precio de nudo y las tarifas de distribución eléctrica) y asesora técnicamente al gobierno. Además, es la que habitualmente propone los cambios regulatorios. Es importante notar que la CNE regula y asesora al gobierno, pero no tiene facultades para hacer cumplir las reglas, para zanjar disputas en la operación del sistema o para dictar medidas frente a una crisis (por ejemplo, decretos de racionamiento).

El CDEC. El Centro de Despacho Económico de Carga incluye a todos los generadores con más de 2% de la capacidad instalada y a las compañías de transmisión con más de 100 km de líneas. Es el encargado de coordinar y planificar la operación del sistema y el responsable de la seguridad de abastecimiento. Debe informar a los generadores de las condiciones de oferta y demanda, coordinar la mantención de centrales y verificar el cumplimiento de las normas de operación. Finalmente, el CDEC debe determinar el precio *spot* al cual se valoran las transferencias entre generadores.

⁶ Para una descripción más detallada de las instituciones, véase Basañes, Saavedra y Soto (1999).

Al momento de la crisis estaba compuesto por un directorio, una dirección de operación y grupos de trabajo. El directorio era quien gobernaba a la institución. Lo componían un director titular y un director subrogante en representación de cada empresa. Sus acuerdos se adoptaban por unanimidad, disponiendo cada empresa de un voto.

La dirección de operaciones se encontraba constituida por un representante de cada empresa integrante del CDEC. Además de dirigir el despacho, estaba a cargo de dos tareas fundamentales: verificar los cálculos y estudios vinculados a la planificación y coordinación del SIC que elaboraban los grupos de trabajo; y ratificar mensualmente las transferencias físicas y valorizadas de energía y potencia entre generadores, a partir de los informes emitidos por los grupos de trabajo correspondientes. Las discrepancias eran sometidas al directorio, quien debía decidir por unanimidad. A falta de unanimidad, se generaba lo que se denomina una “divergencia” que conforme a la ley debía ser resuelta por el Ministro de Economía en a lo más 120 días, rigiendo entretanto el acuerdo adoptado por la mayoría⁷.

A partir de junio de 1999 se constituyó el CDEC independiente. El directorio sigue siendo controlado por las empresas, pero la dirección de operaciones ahora es independiente. Si un miembro discrepa con una decisión de la dirección de operaciones puede llevar la controversia al directorio. En desacuerdo, el conflicto se lleva a un comité de expertos que tiene 30 días para emitir una opinión. Si el desacuerdo continúa en el directorio luego de esta opinión, la divergencia se lleva al Ministro de Economía, quien ahora tiene 60 días para emitir un veredicto. Sin embargo, a diferencia de lo que ocurría antes, la decisión de la dirección de operaciones es válida y da origen a obligaciones legales mientras persista la divergencia.

El Ministerio de Economía. El Ministerio de Economía aprueba las tarifas propuestas por la CNE. Adicionalmente, le caben dos roles que son de particular importancia durante una crisis: decretar los racionamientos y zanjar las divergencias que surjan en el CDEC. En ambos casos, la ley le obliga a solicitar previamente un informe técnico a la CNE. Como se vio más arriba, hasta junio de 1999 tenía plazo máximo de 120 días para decidir, el que se redujo a 60 días después de esa fecha.

La SEC. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles es una agencia supervisora independiente que reporta directamente al Presidente de la República y que fiscaliza el cumplimiento de las normas. Entre sus

⁷ Véase a Basaños, Saavedra y Soto (1999) para un análisis de las divergencias en el CDEC.

obligaciones está el verificar el cumplimiento con los estándares de calidad impuestos por la ley e investigar las causas de los apagones.

2.2. La variabilidad hidrológica

El sistema eléctrico chileno está sujeto a un fuerte riesgo hidrológico porque parte sustancial de la energía se genera en plantas hidroeléctricas que, con la excepción del lago Laja, no tienen capacidad de embalse interanual y dependen de los caudales de agua de cada año.

La Figura N° 1 grafica la cantidad de energía anual que se podría haber generado en el SIC con el actual parque de centrales en cada uno de los años hidrológicos entre 1957-58 y 1996-97⁸. Considerando que el consumo anual en el SIC en 1999 fue de aproximadamente 27.000 GWh, se puede apreciar que en un año muy húmedo (tal como 1972-1973) el 100% de la cantidad demandada puede ser satisfecha con generación hidráulica. En un año de hidrología promedio, la generación hidráulica permite abastecer el 80% de la cantidad demandada (alrededor de 21.000 GWh), mientras que en un año muy seco como 1968-69 o 1998-99, menos de 10.000 GWh o 40% de la cantidad demandada es abastecida con generación hidráulica. Vale decir, en un año muy seco desaparece alrededor de la mitad de la energía hidráulica disponible normalmente.

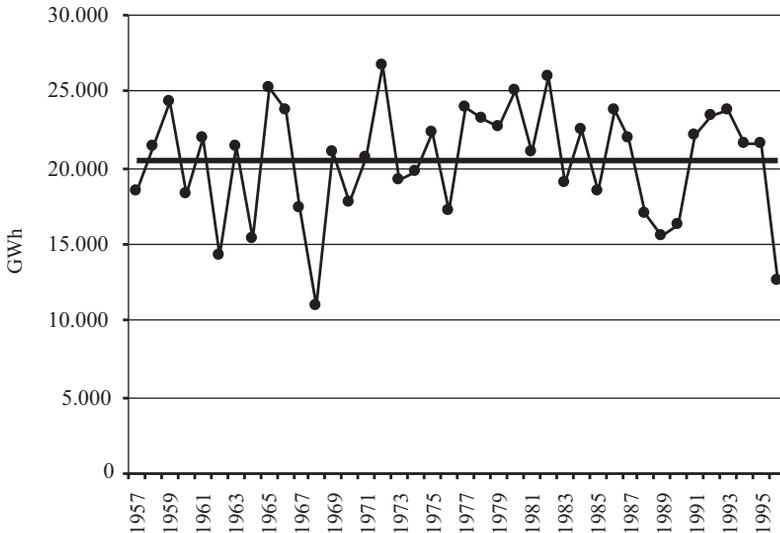
Una consecuencia de la variabilidad hidrológica se verá repetidamente en el análisis que sigue. Cuando un alto porcentaje de la capacidad de generación es hidráulica, es razonable anticipar que en años muy secos la cantidad de energía disponible será considerablemente menor, y que será más difícil abastecer la cantidad demandada normalmente por los consumidores. Se puede demostrar formalmente que no es económicamente eficiente mantener unidades de reserva térmicas suficientes para abastecer en períodos de sequía toda la cantidad normalmente demandada⁹. Por ello, la disminución del consumo en una sequía extrema es inherente a nuestro sistema eléctrico.

A la variabilidad hidrológica se le suele atribuir una segunda consecuencia, a saber que en años secos las empresas predominantemente hidráulicas inevitablemente estarán obligadas a comprarles energía a las empresas predominantemente térmicas, y que lo contrario ocurrirá en un año húmedo.

⁸ La ley define que el año hidrológico comienza en abril y termina en marzo del año siguiente. En adelante, y para evitar confusiones, adoptaremos la siguiente convención: 1998-99 denota el año hidrológico que comienza en abril de 1998 y termina en marzo de 1999. 1998-1999 denota, en cambio, un período cronológico que incluye a 1998 y 1999.

⁹ Para demostraciones, véase Serra (1997) y DGS (1999).

FIGURA N° 1: ENERGÍA HIDROELÉCTRICA GENERABLE 1957-58 A 1996-97



Fuente: Bernstein (1999)

Como se puede ver en el Cuadro N° 1, en Chile la capacidad hidráulica está concentrada mayoritariamente en Colbún y las empresas del grupo Endesa; por contraste, las empresas del grupo Gener, el tercer generador de gran tamaño, son mayoritariamente térmicas.

Si bien durante la crisis las posiciones de cada generador coincidieron con esta creencia —Colbún y Endesa fueron deficitarios y Gener fue excedentario—, este patrón de compras y ventas no es una característica estructural del sistema y ni tampoco desaparecería necesariamente si las empresas tuvieran un portafolio de generación más balanceado. La razón es que la posición deficitaria o excedentaria de un generador no depende solamente de su *mix* hidráulico-térmico sino también, y fundamentalmente, de su política comercial. En efecto, un generador térmico sobrecontratado será deficitario en un año seco; al contrario, un generador hidráulico cuya política de contratos sea conservadora, ya sea ajustando sus compromisos contractuales a su capacidad de generación en años secos o bien suscribiendo contratos de respaldo contingentes, será excedentario.

Un punto central de nuestro análisis es que los incentivos durante una escasez no dependen del *mix* hidráulico-térmico del generador sino de su posición contractual neta. Por ello, dos generadores con portafolios de generación muy distintos pero con igual margen de sobre o subcontratación enfrentarán incentivos muy similares.

CUADRO N° 1: CAPACIDAD INSTALADA EN 1998 (EN MEGAWATTS)

Grupo	Térmico	Hidro	Total
Endesa	599	2.692,7	3.291,7
Colbún	370	697	1.067
Gener	1.194,5	244,9	1.439,4
Otros	187,3	257	444,3
Total	2.350,8	3.891,6	6.242,4

Fuente: CDEC.

2.3. El sistema de precios de generación y el manejo del agua embalsada

En esta sección describimos el sistema de precios que enfrentan empresas y usuarios y analizamos los mecanismos que deberían actuar durante períodos de sequías.

En el sistema eléctrico interactúan tres mercados a los que concurren generadores, distribuidores y usuarios para intercambiar energía y potencia: (a) el mercado de intercambios instantáneo o *spot*, donde los generadores transan energía y potencia al precio *spot*; (b) el mercado regulado, donde las distribuidoras compran por medio de contratos de mediano y largo plazo al *precio de nudo* fijado cada seis meses por la CNE; y (c) el mercado libre, donde los grandes usuarios pueden celebrar contratos con generadores o distribuidores en condiciones no reguladas de precios y calidad de suministro y los precios son libres. Describimos cada uno a continuación.

El mercado spot. Para asegurar que el sistema eléctrico opere al mínimo costo, el CDEC despacha las centrales en estricto “orden de mérito”, vale decir, las ordena de menor a mayor costo de operación. Primero entran en funcionamiento las centrales hidráulicas de pasada. Su costo de operación es prácticamente cero porque no pueden embalsar agua. Por lo tanto, si el agua no se usa en el momento en que pasa por la central, se pierde. Si la cantidad producida por centrales de pasada no es suficiente, entran en funcionamiento centrales térmicas en orden creciente de costos de operación. El costo de operación de cada central térmica depende del precio del combustible que quema y de la eficiencia con que se transforma en

energía. Como se aprecia en la Figura N° 2, el orden de mérito “dibuja” una curva de oferta.

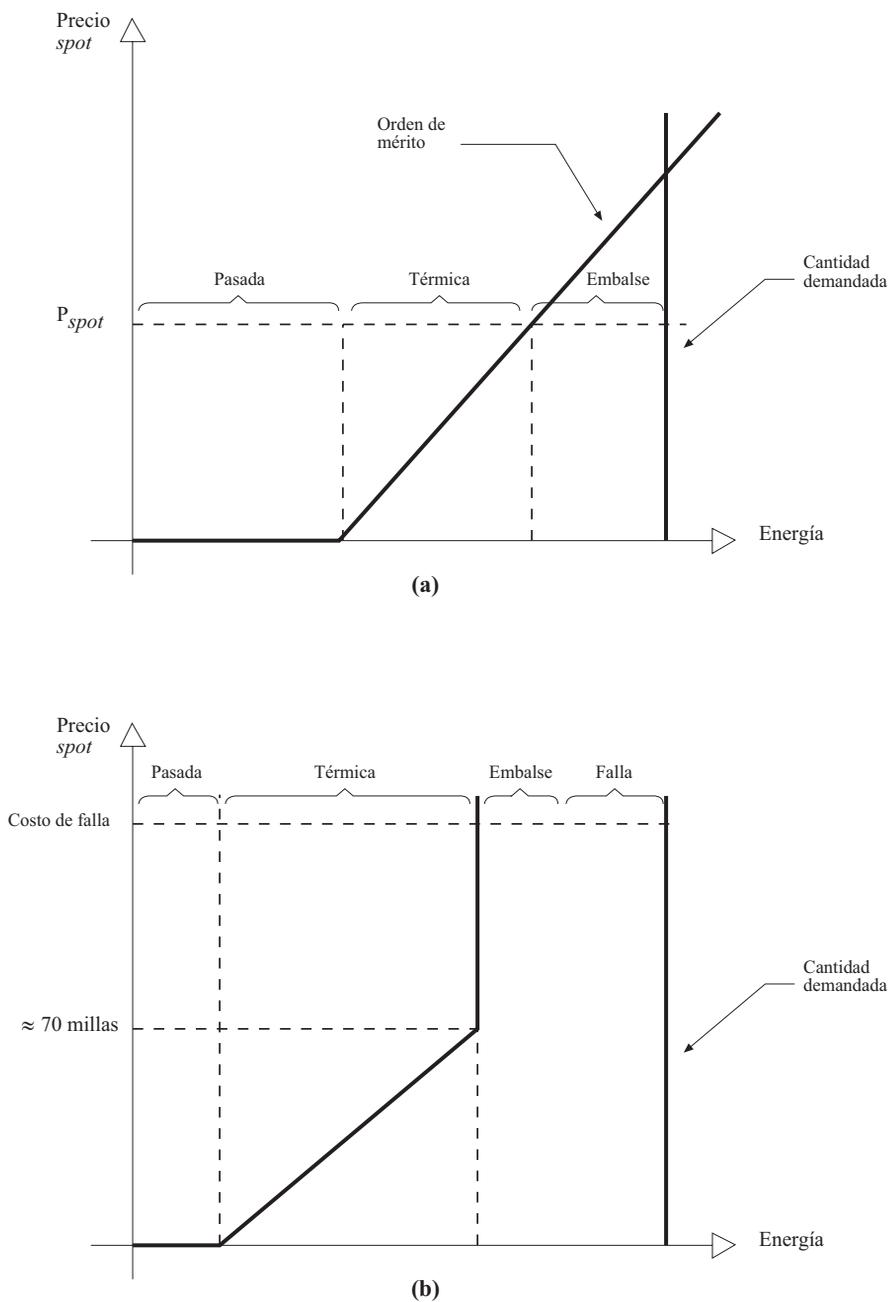
Las órdenes del CDEC son obligatorias e independientes de los contratos de comercialización de cada empresa. Por ello, es frecuente que ocurran transferencias entre generadores, las que se valoran al costo marginal instantáneo del sistema. Esta separación entre despacho y contratos permite que el sistema minimice el costo total de producción. Por ejemplo, consideremos un generador que ha contratado la venta de energía pero que por tener un costo marginal de producción alto no será despachado. Este generador está obligado a comprarles a generadores de menor costo de operación para cubrir su déficit. Pese a ser obligatoria, la transacción es comercialmente atractiva para este generador, por cuanto le permite comprar energía de productores con menor costo de operación que el propio. Mensualmente el CDEC entrega un balance de compras y ventas entre generadores. Es importante notar que a pesar de establecer la obligación de despacho, la ley no contemplaba mecanismos que facilitaran el cobro, lo que, como se verá, causó muchos problemas durante la crisis.

Cuánto se genera con centrales térmicas en cada momento depende del nivel de la demanda y de la cantidad generada con agua embalsada. Como se aprecia en la Figura N° 2a, mientras más generan las centrales de embalse, menos se genera con centrales térmicas y menor es el precio *spot* corriente. La ley obliga a usar en todo momento una cantidad que permita servir la demanda al mínimo costo esperado de abastecimiento y falla. Esta cantidad óptima —véanse las Figuras N° 2a y 2b— la calcula el CDEC usando el modelo de programación dinámica estocástica OMSIC, que optimiza el uso del agua del lago Laja. Este embalse tiene capacidad para almacenar el equivalente a 7.000 GWh de energía (aunque la capacidad de generación anual de las centrales que usan su agua es alrededor de 2.500 GWh) y se puede emplear para guardar agua por largos períodos.

El manejo del agua del lago Laja es el centro del sistema de precios. Para entender cómo se optimiza nótese que usar hoy un poco más de agua embalsada tiene el beneficio económico de no usar combustible para generar con centrales térmicas (Figura N° 2a), o, en situaciones extremas, reducir la magnitud de una falla (Figura N° 2b)¹⁰. Por otro lado, el costo de oportunidad de generar hoy un poco más es que esa agua embalsada ya no podrá usarse para generar mañana. El modelo OMSIC calcula cuánta agua es necesaria para que en el margen este beneficio se iguale con el costo —en ese caso sabemos que se minimizan los costos de abastecer la demanda.

¹⁰ Una falla ocurre cuando la cantidad demandada de energía es mayor que la cantidad producida.

FIGURA N° 2: DETERMINACIÓN DEL PRECIO SPOT



Así, el costo marginal del sistema siempre es igual al costo de oportunidad del agua embalsada.

Es claro que el uso óptimo del agua hoy depende de la magnitud de las precipitaciones y deshielos de mañana. Si mañana llueve mucho, el valor de guardar agua es bajo, pero si resultan hidrologías más secas su valor se incrementa porque se deberán utilizar más intensamente centrales térmicas o incluso ocurrirá una falla. Sin embargo, no es posible conocer la hidrología futura con certeza. El modelo OMSIC incorpora esta incertidumbre suponiendo que cada una de las 40 hidrologías ocurridas entre 1940-1941 y 1979-1980 es igualmente probable y estadísticamente independiente entre años —de ahí que la optimización sea estocástica.

Como se aprecia en la Figura N° 2a, cuando las condiciones de abastecimiento son normales y no se avizora una falla, el costo de oportunidad del agua coincide con el costo de operación de la central térmica más cara en operación¹¹. Sin embargo, mientras mayor es la probabilidad de falla o racionamiento presente o futuro, mayor es el costo de oportunidad del agua y, en el extremo, el costo marginal es igual al costo de falla (Figura N° 2b). Estas condiciones prevalecieron en episodios prolongados durante la crisis.

El costo de falla es el precio clave en situaciones de escasez, porque corresponde al costo de oportunidad de la energía, señal que debería determinar las decisiones tanto de consumidores como de los generadores¹². Lo adecuado es que este precio sea uno contingente y de mercado. Pero en la práctica la regulación obliga a estimarlo. Esto se hace infrecuentemente usando encuestas¹³. Se determinan tres valores que corresponden a distintas profundidades de racionamiento: 139,7 mills/kWh hasta 10% de restricción de consumo; 232,5 mills/kWh entre 10 y 20%; y 330 mills/kWh cuando el consumo se restringe en más de 20%^{14, 15}. Como referencia es útil notar que

¹¹ Esto no es completamente exacto porque el costo de oportunidad del agua puede quedar entre el costo de operación de dos centrales térmicas.

¹² Según el artículo 99 de la ley, el costo de falla es “el costo por kWh incurrido, en promedio, por los usuarios, al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia si así conviniera”. Es decir, es el valor marginal que le asignan los consumidores a la energía eléctrica en situaciones donde a los precios vigentes la cantidad ofrecida por generadores es insuficiente para abastecer la demanda, creándose una situación de racionamiento.

¹³ En los últimos 10 años este costo se ha estimado sólo una vez; véase Fierro y Serra (1993) y (1997). Anteriormente, el costo de falla había sido estimado por la CNE (1986).

¹⁴ Un mill corresponde a una milésima de dólar. Es la unidad estándar en la que se expresan los costos de la industria eléctrica.

¹⁵ Hay que mencionar que el costo de falla de energía es distinto del costo asociado a una falla de capacidad disponible de generación para satisfacer la demanda por potencia en un instante particular (por ejemplo, cuando el suministro se corta a raíz de una falla imprevista en algún equipo o por la caída de una línea de transmisión).

el promedio anual de precios *spot* es entre 20 y 30 mills/KWh y que el costo de operación de la central térmica más cara del sistema es alrededor de 70 mills/KWh.

En situaciones de escasez el modelo OMSIC calcula la magnitud óptima de la falla (vale decir, aquella que minimiza el costo esperado de abastecimiento y falla). En general, y como se aprecia en la Figura N° 2b, la magnitud de la falla se mitigará parcialmente usando agua embalsada. Pero, en cualquier caso, y como se aprecia en la Figura N° 2b, en las situaciones de escasez o falla *siempre* deben ser despachadas todas las central es térmicas. La razón es muy simple: en falla el costo de oportunidad del agua es mayor que el costo de operación de la central térmica más cara.

La Figura N° 2b también permite apreciar otra característica central del SIC, a saber que en principio es posible evitar una falla usando hoy suficiente agua embalsada. El punto es que si bien en principio el uso del agua debería ser determinado objetivamente por el modelo, en la práctica la decisión es bastante política y sujeta a *lobby*. Como se verá, esta disputa y la forma en que se ha resuelto en la práctica es una de las características centrales del SIC y uno de los causantes principales de las crisis eléctricas.

El mercado regulado. El precio *spot* está sujeto a fuertes variaciones aun en períodos cortos (véase la Figura N° 3)¹⁶. Por ejemplo, en abril de 1997, poco antes de la llegada del fenómeno de El Niño, el agua embalsada se estaba acabando y el precio *spot* llegó al costo de falla. En contraste, en diciembre de 1997 los embalses más pequeños estaban derramando agua y el precio *spot* era cercano a cero. Cuando se introdujo la ley se pensó que variaciones de esa magnitud eran inaceptables para usuarios pequeños y las empresas. Así, el precio al cual los distribuidores les venden a usuarios cuya potencia instalada es menor que dos MW fue regulado para moderar las fluctuaciones¹⁷.

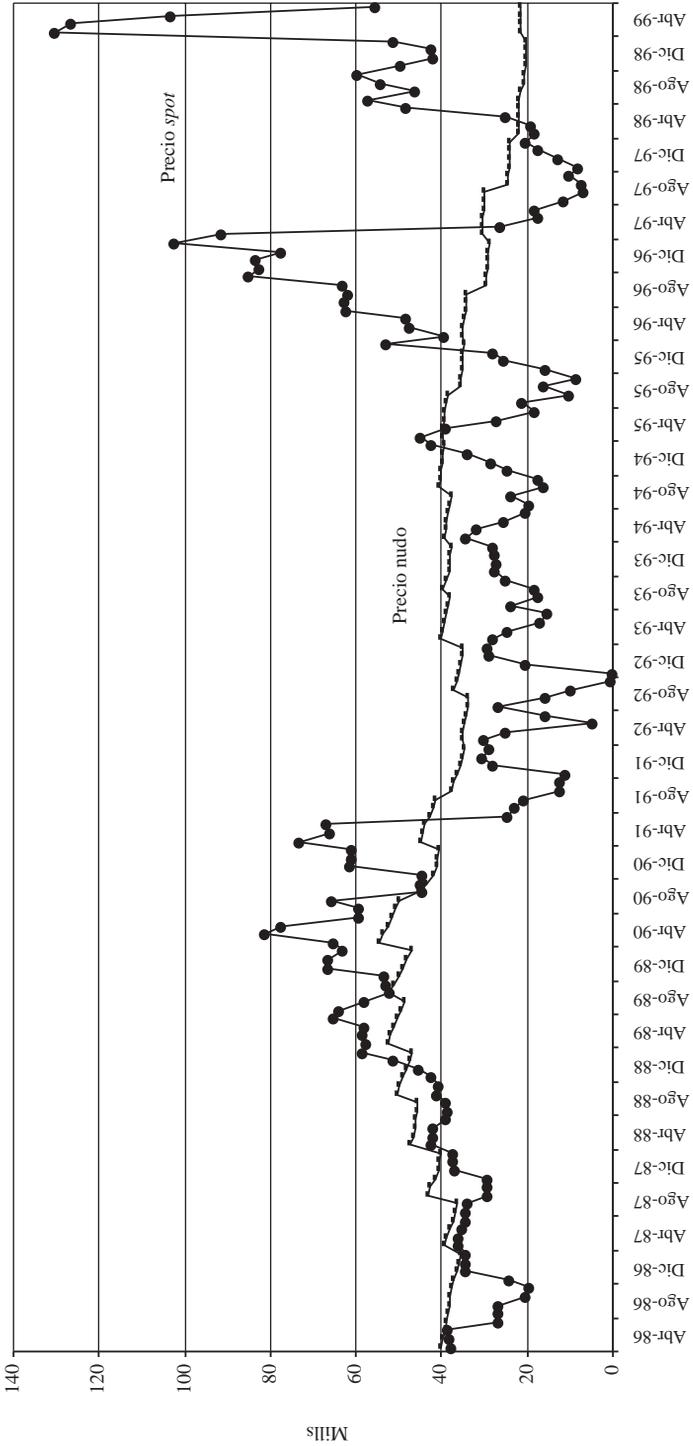
Aproximadamente el 60% de la energía producida en el SIC es con sumido por usuarios regulados. Las ventas de generadores a distribuidores se valoran al precio de nudo fijado cada seis meses en abril y octubre y corresponde al promedio de los precios *spot* esperados para los siguientes 16 trimestres, incluyendo los costos de falla de energía en casos que el modelo prediga racionamiento¹⁸. Los distribuidores añaden un margen de

¹⁶ A partir de julio de 1998 no hubo acuerdo en el CDEC sobre el precio *spot*. Por lo tanto, durante el periodo de la crisis los precios *spot* en la Figura N° 3 no son oficiales.

¹⁷ Dos MW de potencia equivalen aproximadamente a un centro comercial mediano.

¹⁸ Independientemente del resultado que arroje el modelo, la ley no permite que el precio de nudo resultante difiera en más de 10% de los precios libres; si el precio simulado sobrepasa los márgenes, el precio de nudo se fija en dicho límite.

FIGURA N° 3: PRECIO SPOT Y DE NUDO (PROMEDIOS MENSUALES)

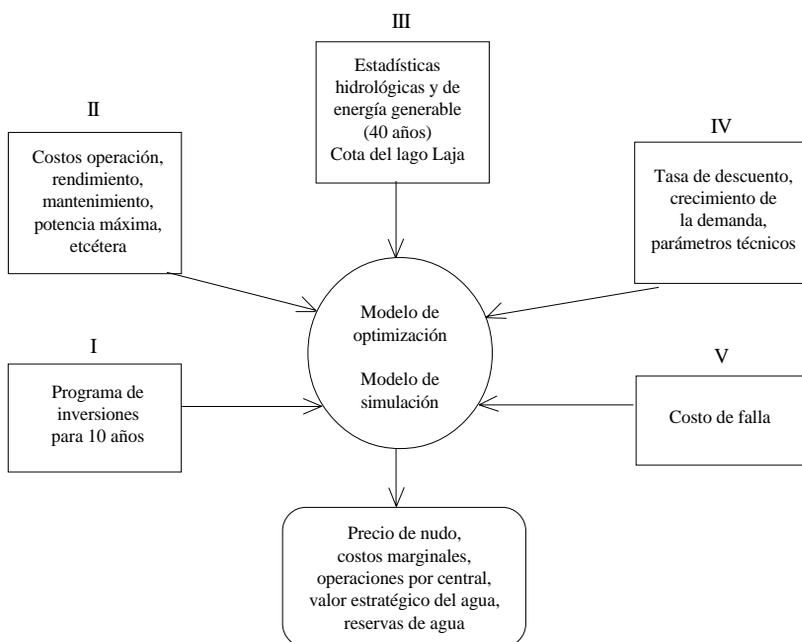


Fuente: CDEC y CNE.

distribución al precio de nudo, que es también fijado por la CNE cada cuatro años.

Para fijar el precio de nudo la CNE utiliza un modelo de programación dinámica estocástica llamado GOL (por “gestión óptima del Laja”). Sobre la base de proyecciones de la demanda por energía y potencia de punta para los próximos 10 años, este modelo encuentra el uso del agua del lago Laja que minimiza el costo esperado de abastecimiento y falla, dados la cota inicial del lago Laja, el parque de centrales existente y la entrada óptima de centrales en el horizonte de 10 años (véase la Figura N° 4 para más detalles)¹⁹. Tal como en el caso del OMSIC, la incertidumbre hidrológica futura se incorpora con 40 hidrologías equiprobables. Es importante notar que al momento de la crisis la hidrología más seca era la del año 1968-69.

FIGURA N° 4: EL CÁLCULO DEL PRECIO DE NUDO



¹⁹ Este plan, que es sólo indicativo, se conoce por “plan de obras”. Es importante notar que la ley no impone ninguna obligación de inversión sobre las generadoras.

Nótese que el precio de nudo es fijo por seis meses, y, más aún, corresponde al promedio de los costos marginales, incluyendo las fallas, esperados en los próximos 16 trimestres (cuatro años). En consecuencia, no es un precio diseñado para reflejar las condiciones contingentes de oferta y demanda. Por ejemplo, el efecto de una sequía sobre el precio corriente se diluye porque el modelo supone que a partir del siguiente año cada una de las 40 hidrologías es igualmente probable con independencia de que el año actual sea seco.

¿Qué mecanismo es el responsable de transmitirles el costo de oportunidad de la energía a los usuarios durante una escasez? Normalmente la cantidad demandada al precio de nudo es menor que la capacidad disponible, y en esas condiciones no es indispensable que los usuarios enfrenten el costo marginal de la energía en cada momento para evitar cortes y racionamientos. Sin embargo, en aquellos episodios en que ocurre una escasez y es físicamente imposible satisfacer la demanda al precio de nudo, el sistema contempla un sustituto de los precios contingentes, las *compensaciones por energía no servida*. En efecto, los usuarios regulados pagan en el precio de nudo el costo de falla (en aquellos casos en que las simulaciones del modelo GOL las arrojan) y luego, en teoría, las generadoras deficitarias los compensan por la energía no suministrada cuando el sistema no es capaz de abastecer la totalidad de la cantidad demandada de energía y se dicta un decreto de racionamiento. Por cada KWh no suministrado la generadora deficitaria debe pagarle al usuario la diferencia entre el costo de falla y el precio de nudo.

Por supuesto, es imposible determinar con certeza el monto de la energía no entregada. Por lo tanto, en la práctica ésta se define como la diferencia entre la energía facturada durante el mismo período del año anterior (incrementada por la tasa de crecimiento esperada de la demanda incluida en la última fijación del precio de nudo) y la energía efectivamente entregada. Es decir, la compensación es

$$[(1 + g_t) \times (\text{energía facturada})_{t-1} - (\text{energía entregada})_t] \times [\text{costo de falla} - p_N],$$

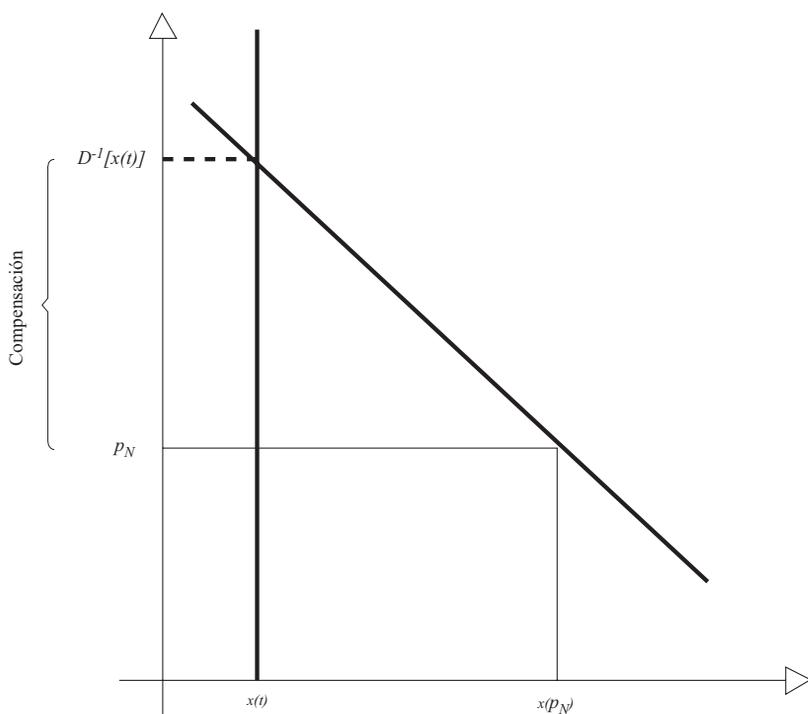
donde g_t es la tasa de crecimiento de la demanda incluida en la última fijación del precio de nudo y P_N es el precio de nudo. Es importante notar que la existencia de este mecanismo de compensaciones es un reconocimiento explícito de la conveniencia que el consumo de energía se reduzca en períodos de sequía; el alto costo de mantener unidades de reserva sin operar durante la mayor parte del tiempo, hace económica y socialmente

ineficiente que los generadores tengan una capacidad de producción capaz de solventar el total de la demanda en períodos de sequía.

Se puede demostrar que bajo ciertas condiciones este mecanismo puede replicar la asignación de energía que ocurriría si existiera un precio flexible²⁰. El porqué se puede apreciar en la Figura N° 5. Supóngase que hay $x(t)$ KWh de energía disponibles, cantidad que es menor que la energía demandada al precio de nudo p_N , $x^d(p_N)$. Si el costo de falla estimado por el regulador es igual a $D^{-1}[x(t)]$, es decir, precio que eliminaría el exceso de demanda, y $(1 + g_v) \cdot x(t-1)$ es suficientemente grande, entonces el costo de oportunidad de consumir un KWh adicional es igual al costo de falla: si consume un KWh adicional paga p_N y deja de recibir (costo de falla $- p_N$).

El mecanismo descrito tiene una serie de defectos prácticos que discutiremos más abajo. Sin embargo, hasta la modificación de la ley en

FIGURA N° 5: EL MECANISMO DE COMPENSACIÓN



²⁰ Véase Serra (1997) y DGS (1999).

junio de 1999, también contenía un error conceptual, una limitación de las compensaciones que, en principio, buscaba acotar el potencial daño financiero que éstas podían causar a las empresas. El artículo 99 bis de la ley señalaba que para el cálculo de los déficits originados en situaciones de sequía no podían utilizarse aportes de generación que correspondieran a años hidrológicos más secos que aquellos utilizados en el cálculo de precios de nudo (al momento de la crisis el año hidrológico 1968-69). Así, en caso de una sequía muy grave sólo se compensaría a los usuarios regulados por la diferencia entre el costo de falla y el precio de nudo por el déficit que habría ocurrido con la hidrología de 1968-69. Los KWh adicionales a ese déficit no recibían compensación alguna. Es por ello que las compensaciones a que tenían derecho los consumidores regulados no eran a todo evento.

Se puede demostrar que esta limitación era inefectiva e innecesaria para evitarles pérdidas a las empresas contratadas a precio de nudo, y que su justificación conceptual era equivocada²¹. Pero más aún, la limitación implica que en condiciones de escasez el costo de oportunidad de consumir energía sigue siendo el precio de nudo. Es decir, la limitación desarmó el sistema de precios porque eliminó la señal que debía transmitirles a los usuarios regulados el costo de oportunidad de la energía durante episodios de escasez. Estas omisiones son un vacío de la ley y nótese que sus consecuencias adversas se materializan precisamente cuando es urgente moderar el consumo, cuando la capacidad física de producción no es suficiente para abastecer la cantidad demandada al precio de nudo.

Los clientes libres. El tercer segmento de la industria es el mercado de clientes libres. En éste, los grandes usuarios (aquellos con más de dos MW de potencia instalada) tienen que negociar directamente con las compañías generadoras o distribuidoras las condiciones de abastecimiento y calidad de suministro, así como los precios de energía y potencia. Aunque los contratos a precios libres pueden ajustarse a las características de cada cliente, durante la crisis una parte significativa de ellos estaban estipulados considerando un precio fijo por KWh independiente de las condiciones hidrológicas, que usualmente se reajusta según la variación del precio de nudo, y que refleja los cambios de las condiciones de mercado únicamente en el largo plazo. Sin embargo, estos clientes son de gran tamaño y no es muy difícil renegociar con quienes estén dispuestos a disminuir su consumo a cambio de una compensación.

²¹ Véase DGS (1999) para una demostración formal.

2.4. Precios y asignación de recursos en déficit

Como vimos, cuando ocurre un déficit el precio *spot* debiera ser igual al costo de falla, y si el regulador dicta un decreto de racionamiento los generadores pagarán a los usuarios regulados la diferencia entre el costo de falla y el precio de nudo por cada KWh no servido. En ese caso, todos los agentes en el mercado enfrentan el costo de oportunidad de la energía en el margen (el costo de falla) y en equilibrio no ocurren cortes²². Es posible demostrar que la asignación de la energía que se obtiene es la óptima social (véase DGS 1999). A continuación detallamos los incentivos que enfrentan los agentes en cada uno de los mercados.

Operando en su propio interés, tanto los generadores deficitarios como los excedentarios tienen incentivos para aumentar la cantidad ofrecida de energía y reducir el exceso de demanda. En efecto, para disminuir sus compras en el mercado *spot* y los montos compensados a clientes regulados, los generadores deficitarios agregarán turbinas mientras su costo de operación sea menor que el costo de falla; comprarán a autoproductores (tales como las grandes empresas mineras que mantienen sus propias unidades de reserva) en tanto éstos estén dispuestos a vender energía a menos que el costo de falla; y negociarán disminuciones voluntarias de consumo con clientes libres para quienes el valor de la energía sea menor que el costo de falla. Por su parte, los generadores excedentarios también tienen incentivos para hacer lo mismo, lo que les permite vender en el mercado *spot* a costo de falla.

En el mercado regulado, la menor disponibilidad de agua embalsada en el lago Laja se traducirá en un aumento de su costo alternativo y, por consiguiente, del precio de nudo. Sin embargo, este efecto no es muy grande porque, como ya se dijo, el precio de nudo es un promedio ponderado de los costos marginales esperados para los siguientes cuatro años, valor que es muy poco sensible a una sequía. Pero el efecto de las compensaciones debería ser más importante. En vista de que la compensación es igual a la diferencia entre el costo de falla y el precio de nudo, aquellos consumidores que valoran un KWh de energía en menos que el costo de falla disminuirán voluntariamente su consumo porque preferirán ser compensados²³. Así, la

²² Es importante destacar que el sistema puede estar en déficit y aun así no ocurrir cortes.

²³ Se suele argumentar que la demanda por energía es totalmente inelástica al precio, y que por lo tanto las compensaciones no inducirán caídas de consumo. Esta creencia es contradicha por la evidencia internacional sobre la elasticidad de la demanda residencial por electricidad. Berndt (1991), pp. 328-335, revisa la evidencia y señala que la elasticidad de corto plazo está entre 0,1 y 0,2. Nesbakken (1999) revisa evidencia más reciente, la que indica que la elasticidad de corto plazo se encuentra entre 0,2 y 0,6.

compensación por reducción de consumo ordena a los clientes regulados de mayor a menor disposición a pagar y se dejan de consumir aquellos KWh que se valoran en menos que el costo de falla.

Similarmente, en el mercado libre los generadores que no puedan cumplir sus contratos deberán evaluar en qué medida les conviene compensar a sus clientes, negociar para que disminuyan su consumo o, incluso, instalarles equipos de emergencia. Y, como se dijo, los generadores supervivientes también tienen incentivos para negociar reducciones de consumo por aquellos KWh que valgan menos que el costo de falla. Tal como en el mercado regulado, estas negociaciones deberían ordenar a los clientes libres según su valoración, de modo que finalmente se consumirán únicamente aquellos KWh valorados a más que el costo de falla.

En resumen, aun en sequías extremas, si los precios (*spot*, nudo y libre), el costo de falla y las compensaciones son calculados correctamente, el mercado competitivo conducirá a un equilibrio sin cortes de energía. En el margen, generadores y usuarios valoran el KWh al costo de falla y a los generadores les es indiferente servir a clientes regulados o clientes libres. Sin embargo, durante la crisis el déficit tuvo que ser asignado mediante cortes, en ocasiones intempestivos. En la siguiente sección estudiamos por qué falló el sistema de precios.

3. LA CRISIS DE 1998-1999

En esta sección analizamos las causas de la crisis eléctrica y evaluamos cada uno de los factores que contribuyeron a ella. La pregunta central que intentamos contestar es en qué medida eran evitables la crisis y su secuela de cortes de suministro. Comenzamos describiendo las causas materiales de la escasez, la profunda sequía de 1998-99 y los problemas de puesta en marcha y operación de la central Nehuenco. Luego examinamos por qué el sistema de precios fue incapaz de asignar eficientemente la energía disponible y el manejo de la crisis que hicieron los reguladores. Finalmente, comentamos las modificaciones que se le hicieron a la ley en junio de 1999.

3.1. Las causas materiales de la escasez

Si bien la escasez de energía se hizo evidente ya en julio de 1998, los déficits y cortes de suministro ocurrieron únicamente durante noviembre de 1998 y entre abril y junio de 1999. De acuerdo a la CNE, el déficit

agregado fue un poco menos que 450 GWh repartidos en 81 días²⁴. Para formarse una idea de la magnitud del déficit, recuérdese que el consumo en 1999 fue alrededor de 27.000 GWh y el consumo durante un día normal es de alrededor de 80 GWh.

Bajo nivel inicial de embalses. Como se puede apreciar en la Figura N° 6 las reservas de energía en los distintos embalses, que ya eran bajas en enero de 1998 (3.650 GWh), disminuyeron durante todo ese año y permanecieron muy bajas hasta mediados de 1999²⁵.

Como ya se dijo, el Laja es con holgura el mayor embalse. La cantidad de agua se mide por su cota en metros sobre el nivel del mar. El lago está lleno cuando la cota es de 1.368 mts., mientras que el lago está casi vacío cuando la cota alcanza 1.310 mts. Como se puede apreciar en la Figura N° 7, el agua del Laja casi se acabó en 1997. El invierno de 1997 fue particularmente lluvioso a consecuencia de El Niño, pero sólo alcanzó para llenar un tercio del embalse. En consecuencia, en enero de 1998 la cota era de 1.330 mts.

Uso acelerado del agua embalsada. Como se puede apreciar en la Figura N° 7 el nivel del lago Laja cayó aceleradamente durante la primera mitad de 1998. Las centrales El Toro y Antuco fueron utilizadas a plena capacidad desde mediados de febrero y la cota llegó a 1.316 mts. en junio.

El nivel del lago Laja cayó aún más cuando el gobierno, representado por el Ministerio de Obras Públicas (MOP), vendió agua equivalente a 316 GWh destinada a riego. Esta agua se usó íntegramente en julio y agosto, por lo que en septiembre la cota llegó a 1.310 mts. Adicionalmente, el MOP vendió el equivalente a 200 GWh de agua del embalse del Maule, la que también se usó en julio y agosto.

Sequía prolongada y falla de la central Nehuenco. Según Bernstein (1999) el año hidrológico que va desde abril de 1998 a marzo de 1999 fue más seco que el año hidrológico de 1968-69 en términos de los caudales

²⁴ Véase “Generación bruta mensual SIC-SING” en <http://www.cne.cl/cnenew/electricidad/electric.htm>. El déficit fue de 76 GWh en noviembre, 160 GWh en abril, 134 GWh en mayo y 79 GWh en junio.

²⁵ En la Figura N° 6 se pueden apreciar dos fenómenos distintos, la caída del nivel promedio de la energía embalsada después de 1996 y las tasas aceleradas a las que cae el agua embalsada en 1997 y 1998. La caída del nivel promedio no es ineficiente y se explica por la entrada permanente de centrales de ciclo combinado; la disponibilidad de generación térmica más barata disminuye permanentemente el valor de guardar agua. Por el contrario, lo que aquí nos interesa analizar es la tasa a la cual se ocupa el agua.

FIGURA N° 6: ENERGÍA EMBALSADA 1995-1999

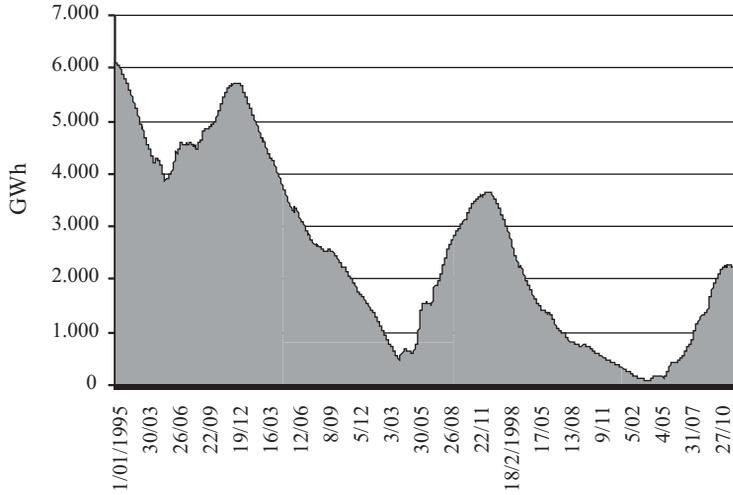
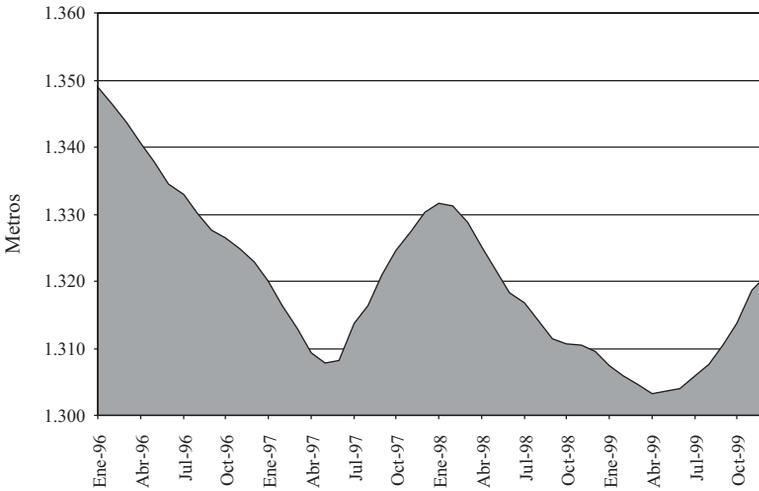


FIGURA N° 7: COTA DEL LAJA 1996-1999



Fuente: CDEC.

afluentes a las centrales del SIC. Por ejemplo, durante el año hidrológico 1998-99 los afluentes del lago Laja conducían sólo un 65% de lo normal y 35% menos que en 1968-69 (véase el Cuadro N° 2). Más aún, la sequía de 1998-99 fue la más severa desde 1940 y tal vez de este siglo.

La sequía dio lugar a una menor acumulación de nieve en la cordillera, lo que hizo prever una menor cantidad de agua disponible durante los deshielos que debían ocurrir entre octubre y marzo. De esta forma, ya en agosto de 1998 era posible anticipar serios problemas de abastecimiento hasta mediados de 1999.

Adicionalmente, la central de ciclo combinado Nehuenco, con una potencia de 370 MW y capaz de generar alrededor del 10% de la energía demandada anualmente, estaba programada para entrar en servicio en julio de 1998, pero por problemas técnicos su ingreso fue sucesivamente postergado hasta diciembre de 1998 y luego tuvo una importante falla en marzo de 1999, que la dejó fuera por el resto de la crisis.

CUADRO N° 2: AFLUENTES DE EMBALSES (AÑO NORMAL = 100)

a) Año hidrológico completo

Embalse	Normal	1968-1969	1998-1999
Rapel	100	15	24
Invernada	100	42	63
Colbún	100	35	37
Laja	100	52	34
Chapo	100	106	71
Melado	100	37	39

Fuente: CDEC.

b) Noviembre a marzo

Embalse	Normal	1968-1969	1998-1999
Rapel	100	6	11
Invernada	100	28	36
Colbún	100	34	22
Laja	100	58	29
Chapo	100	138	64
Melado	100	35	26

Fuente: CDEC.

Para formarse una idea de cuán importante era el aporte de Nehuenco, nótese que si hubiera entrado en funcionamiento a plena capacidad desde noviembre, hubiera producido alrededor de ocho GWh al día. Una estimación conservadora indica que los 81 días de déficit se hubieran reducido a sólo 26²⁶. Adicionalmente, importantes cantidades de agua embalsada no se hubieran usado si Nehuenco hubiese podido entrar durante la primera mitad de 1998, tal como fue anunciado originalmente^{27, 28}. En conclusión, sin la falla de Nehuenco y la sequía extrema la crisis no hubiera ocurrido. Aunque esta conclusión puede parecer obvia, tiene una implicancia importante, a saber que más allá de toda duda razonable, no se puede atribuir la crisis a que las empresas hayan invertido muy poco.

3.2. La rigidez del sistema de precios

De acuerdo a lo descrito en la sección 2 pareciera que el sistema de precios es autosuficiente para responder los problemas de una sequía, aun si ella es extrema, y que los cortes de energía no debieran ocurrir sino muy excepcionalmente. Resulta, entonces, natural preguntarse qué impidió que el sistema de precios asignara la energía eficientemente durante 1998-1999, lo que transformó la escasez en crisis.

El engorroso mecanismo de compensaciones. Como se vio en la sección anterior, las compensaciones son centrales para transmitirles a los usuarios el costo de oportunidad de la energía durante una escasez.

Los defectos de este mecanismo son fundamentales. Para empezar, el costo de falla calculado por el regulador debe ser igual al valor marginal de la energía durante una escasez, $D^{-1}[x(t)]$ en la Figura N° 4. Esto implica que para fijar el valor del costo de falla el regulador debe conocer la curva de demanda y la cantidad de energía disponible *antes* de que ocurra la escasez. Pero el valor marginal de la energía en falla es lo que los economistas llaman “valor contingente”, vale decir, depende de las circunstancias

²⁶ Para obtener esta estimación sumamos los aportes diarios de Nehuenco al déficit diario y le restamos ocho GWh, la producción normal de Nehuenco.

²⁷ Para una cronología de los problemas de Nehuenco hasta diciembre de 1998, véase Cámara de Diputados (1999), pp. 83-94. En adelante citaremos frecuentemente el informe de la Cámara de Diputados. Es importante destacar que éste recoge los testimonios de las personas a quienes la Cámara llamó a declarar, y no corresponden a una opinión emitida por la Cámara.

²⁸ Una estimación conservadora es que por cada mes que Nehuenco hubiera funcionado se podrían haber ahorrado 160 GWh de energía embalsada (suponiendo que genera 8 GWh diarios por 20 días al mes).

del momento. Por eso, en la práctica el regulador no puede sino utilizar una aproximación muy imprecisa del costo de falla. En consecuencia, es improbable que el costo de falla estimado refleje el verdadero costo de oportunidad de la energía durante una escasez, y probablemente los errores en una u otra dirección serán grandes.

A pesar de que el costo de falla estimado por el regulador es una aproximación imprecisa, se podría argumentar que entrega señales en la dirección correcta, porque su valor estimado es varias veces el valor habitual de la energía. Desafortunadamente, el mecanismo de compensaciones nunca ha funcionado expeditamente. Por ejemplo, ya durante la escasez anterior en 1989 y 1990 ocurrió que un generador desafió exitosamente en los tribunales la obligación de pagar compensaciones, argumentando que los contratos con distribuidores habían sido firmados antes de que la ley entrara en vigencia. En lo que aquí nos interesa, durante la crisis de 1998-1999 los generadores deficitarios argumentaron que hubieran sido capaces de cumplir con sus contratos con la hidrología de 1968-69, y por lo tanto estaban eximidos de compensar de acuerdo con la limitación del artículo 99 bis.

Existen varias razones por las que el mecanismo de compensaciones no funciona. Algunas de ellas se deben a que es engorroso (véase la discusión en la sección 3.3.). Más fundamentalmente, la ambigüedad de su redacción, que no define claramente lo que se entiende por sequía ni indica quién debe establecerlo, se presta para que los generadores potencialmente más afectados presionen o vayan a los tribunales para evitar el pago de compensaciones.

En cualquier caso, se puede demostrar que cuando no operan las compensaciones la asignación de energía resultante es ineficiente. En particular, el trabajo de DGS (1999) demuestra que los generadores deficitarios tienen incentivos a entregarles energía a sus clientes regulados sólo después de haber servido a todos sus clientes libres cuya disposición a pagar sea mayor que el precio de nudo. Más aún, les resulta conveniente que no aparezca energía en el mercado *spot*, porque la tienen que comprar a costo de falla y vendérsela a usuarios regulados al precio de nudo, que, como vimos, es varias veces inferior.

Así, es probable que incluso entre clientes libres y regulados de un mismo generador hubiese trato discriminatorio y que la falla que soportaron los clientes regulados haya sido más profunda que la promedio. Algunos clientes libres deben haber consumido electricidad aun cuando lo eficiente hubiese sido que la utilizaran clientes regulados que la valoraban en más.

Por otro lado, como se dijo, al limitar las compensaciones a los usuarios regulados, el legislador olvidó proveer un precio contingente que diera una señal de escasez a los usuarios para disminuir su consumo. En consecuencia, el ajuste del exceso de demanda no ocurrió vía aumentos en el precio de la energía, sino que fue forzado por bajas de voltaje y cortes anunciados e intempestivos del suministro eléctrico.

La rigidez del precio de nudo. La fórmula de cálculo del precio de nudo es rígida porque no permite incorporar adecuadamente situaciones coyunturales extremas como la sequía de 1998-99. Cuando se fijan los precios, la falta de agua se ve reflejada principalmente en el nivel del lago Laja, pero de ahí en adelante el modelo de proyección de costos marginales supone automáticamente que en cada uno de los diez años siguientes puede ocurrir cualquiera de las 40 hidrologías consideradas en la muestra. El modelo no acepta información externa útil respecto de hidrologías esperadas, a pesar que éstas pueden preverse en el corto plazo con algún grado de seguridad. Esto significó, por ejemplo, que en octubre de 1998 no se pudiera incorporar la información de que con una alta probabilidad la sequía se mantendría por los próximos meses. Además, la propia frecuencia de ajuste del precio de nudo es inadecuada si se trata de dar señales adecuadas frente a contingencias tales como una sequía. De hecho, el precio se fija en abril (cuando es muy temprano para predecir con claridad si el año hidrológico será o no seco) y en octubre (es decir, después del punto más alto de demanda y antes de los deshielos).

Por otra parte, el cálculo del precio de nudo considera tanto a las plantas generadoras existentes como a las que habrá en el futuro (a través del plan de inversiones). La incorporación de las centrales de ciclo combinado a gas natural reduce el precio de nudo antes que las instalaciones estén en operación (porque reduce el costo de oportunidad del agua). Un primer problema con esta metodología es que no reconoce que es posible que estas inversiones puedan sufrir retrasos en su fecha programada de entrada o tengan que interrumpir intempestivamente sus operaciones para realizar arreglos de puesta en marcha. Esta inflexibilidad no permite que los precios se ajusten en respuesta a fallas inesperadas de centrales térmicas de gran envergadura, como sucedió con Nehuenco en 1998. Un segundo problema es que el precio de nudo es muy sensible a errores de especificación en el plan de inversiones y sobre este último hay bastante desacuerdo. De esta forma, el precio de nudo cayó fuertemente durante la crisis.

En abril de 1998, las supuestas entradas futuras de centrales a gas disminuyeron el precio de nudo en 11%. En octubre de 1998, cuando ya era

evidente que la sequía era extrema el precio cayó en un 8% adicional; y en abril de 1999, cuando se reanudaban los cortes de energía, el precio nuevamente cayó en 5%. De esta forma, el precio de nudo cayó en casi 25% durante 1998 y la primera mitad de 1999, lo que debe haber dado, por decir lo menos, las señales incorrectas a los consumidores²⁹.

Como se dijo, se suele argumentar que la demanda por energía es muy inelástica al precio, y que por lo tanto la caída del precio de nudo no fue determinante durante la crisis. Sin embargo, incluso una elasticidad pequeña del orden de 0,2 implica aumentos de la cantidad demandada del orden del 2%, consecuencia de la caída de precios registrada entre 1998 y 1999, lo que es sustancial teniendo en cuenta que los déficits diarios eran alrededor del 8% de la cantidad demandada³⁰.

Conclusión. En conclusión, el sistema de precios chileno presenta tres debilidades muy importantes que inhiben su funcionamiento adecuado, en particular en situaciones de emergencia: (1) parte del sistema de precios es demasiado rígido para acomodar grandes shocks de oferta; (2) la información que se necesitaría para calcular correctamente los precios es virtualmente imposible de obtener; y (3) la regulación contiene vacíos importantes. Lo que se requiere para enfrentar cualquier crisis es que los precios en los mercados *spot*, regulado y libre se ajusten rápidamente para eliminar el exceso de demanda, precisamente lo contrario de lo que sucede con el sistema de precios vigente.

3.3. El manejo de la crisis

Si el sistema de precios fuera lo suficientemente flexible y los derechos de propiedad y las obligaciones estuvieran claramente asignados, no sería necesario “manejar” las situaciones de escasez, porque los precios se ajustarían automáticamente y darían los incentivos correctos para tomar decisiones eficientes sin que ocurran cortes. Sin embargo, la rigidez del sistema de precios y lo engorroso del mecanismo de compensaciones implican que la eficiencia con que se asigne la energía dependerá del manejo de

²⁹ La metodología llevó también a resultados curiosos. Por ejemplo, Endesa instaló alrededor de 450 MW de potencia entre febrero y abril de 1999 para disminuir el déficit. Siguiendo las reglas, la CNE supuso que las turbinas se mantendrían por al menos dos años, lo que hizo bajar el precio de nudo aún más.

³⁰ El precio de nudo es alrededor del 40% del precio pagado por los consumidores regulados. Por lo tanto, si este precio cae en 25%, el precio pagado por los usuarios cae en 10%.

la crisis que hagan el CDEC y, particularmente, los reguladores. Durante y después de la crisis muchos argumentaron que los reguladores no contaban con las atribuciones suficientes para manejar adecuadamente la crisis, y en esta sección mostramos que la evidencia no respalda ese diagnóstico.

¿Por qué se usó tan rápidamente el agua embalsada durante 1998?

El centro de la operación del SIC es el uso del agua embalsada, particularmente del lago Laja. Como se vio, en principio el uso de esta agua es dictado objetivamente por el modelo OMSIC. En la práctica, sin embargo, en muchas ocasiones el uso del agua resulta del tira y afloja entre las compañías y existe evidencia que eso llevó a usar el agua más rápido de lo eficiente.

Para entender los incentivos que actúan, considérese lo que ocurre a medida que una sequía se aproxima. El precio *spot* debería aumentar gradualmente a medida que aumenta el costo de oportunidad del agua y centrales térmicas de mayor costo van siendo despachadas. Apenas el costo de oportunidad del agua alcance el costo de operación de la central térmica más cara, todas las centrales térmicas deberán funcionar; la única justificación posible del uso del agua embalsada es para evitar hoy un racionamiento. En ese caso el precio *spot* es muy superior al precio de nudo³¹.

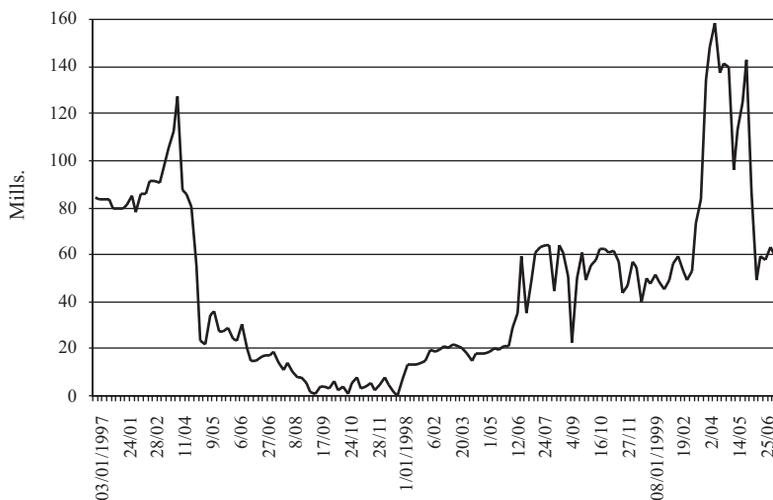
Los generadores deficitarios se benefician hoy si se usa más agua porque con ello disminuye el precio *spot*. Pero no se sigue necesariamente que estos generadores tengan incentivos para presionar por un uso excesivo (es decir, ineficiente) del agua, porque no tener agua mañana podría resultarles muy costoso. Es más, sería eficiente que estos generadores pudiesen especular con la llegada de lluvias, siempre y cuando fuese cosa segura que tendrán que asumir las consecuencias financieras de una apuesta equivocada. Sin embargo, si, como argumentaremos a continuación, los deficitarios no internalizan completamente los costos creados por un déficit, entonces la teoría económica indica que les conviene que el agua se use demasiado rápido; este es el problema de *moral hazard*.

La Figura N° 8 muestra el precio *spot* durante 1998 (cada observación corresponde al promedio de una semana)³². Se aprecia que éste se mantuvo en alrededor de 20 mills/KWh hasta mediados de junio, porque se generó con agua a pesar de que se sabía de la presencia de La Niña y que

³¹ Recuérdese que el precio de nudo está normalmente entre 20 y 30 mills/KWh mientras que el costo de falla es al menos 139,7 mills/KWh y el costo de operación de la central térmica más cara es alrededor de 70 mills/KWh.

³² Como ya se dijo anteriormente, a partir de julio de 1998 no hubo acuerdo en el CDEC sobre el precio *spot*. Por lo tanto, los precios en la Figura N° 8 durante la crisis no son oficiales.

FIGURA N° 8: PRECIO SPOT ENERO 1997-JULIO 1999



Fuente: CDEC y CNE.

los embalses estaban en niveles bajos. Para apreciar los órdenes de magnitud envueltos, nótese que entre enero y junio la energía embalsada cayó en 2.300 GWh. Al mismo tiempo, se mantuvieron sin funcionar plantas térmicas ineficientes que podrían haber generado al menos 1.400 GWh³³.

Como ya se dijo, la demora de Nehuenco en entrar se ha señalado como el culpable del uso acelerado del agua en el primer semestre de 1998. Colbún, su dueño, ciertamente no tenía incentivos para retrasar su entrada, porque le hubiera evitado comprar a generadores térmicos más caros y no existen razones para pensar que no haya entregado sus mejores estimaciones disponibles. Pero, en cualquier caso la consecuencia de incluir a Nehuenco como central disponible en el futuro cercano es que obligaba (por el modelo OMSIC) a usar más agua embalsada y bajaba el precio *spot* co-

³³ Se llegó a este número con el siguiente cálculo: primero, computamos el número de días en que una planta térmica “ineficiente” (según la definición de la CNE; véase “Generación bruta mensual SIC-SING” en <http://www.cn.e.cl/cnenew/electricidad/electric.htm>) estuvo sin funcionar; véase el Cuadro N° 3. Este número se multiplicó por la energía promedio producida diariamente por cada planta ineficiente en noviembre de 1998, cuando todas las plantas térmicas funcionaron a capacidad. Esta estimación probablemente subestima la energía que podrían haber generado estas plantas porque se excluyeron aquellos días en que la planta funcionó a niveles considerablemente menores que su capacidad.

CUADRO N° 3: DÍAS SIN DESPACHO PLANTAS INEFICIENTES ENERO 1998-MARZO 1999

Central	Diego de Almagro	Huasco TG	Huasco TV	Indio	Laguna Verde	Renca
Enero-junio	144	113	155	143	155	155
Julio-agosto	12	8	9	11	10	20
Septiembre-marzo	11	8	10	6	20	14
Total	167	129	174	160	185	189
Capacidad (en MWh)	678	1.088	208	224	871	1.830

Fuente: CNE.

Nota: La capacidad de cada planta corresponde a la producción diaria media, excluyendo festivos, de noviembre de 1998.

riente. Gener, que se beneficiaba con precios *spot* altos por ser excedentario, propuso una metodología para ajustar los aportes de Nehuenco por la incertidumbre de la fecha de entrada, la que no fue aceptada en el CDEC³⁴.

El precio *spot* aumentó a 60 mills/KWh en la primera semana de julio porque la demanda aumentó y las centrales más caras fueron despachadas al tiempo que el CDEC predecía un déficit de 85 GWh durante la segunda mitad de julio³⁵. Fue entonces cuando el MOP vendió el equivalente a 500 GWh en agua embalsada en el Laja y el Maule con la justificación que se necesitaban para evitar el racionamiento^{36, 37, 38}. Los términos

³⁴ Véase Cámara de Diputados (1999), p. 103.

³⁵ Véase Cámara de Diputados (1999), p. 116.

³⁶ Valorados a costo de falla (139 mills/kwh) el valor del agua es alrededor de US\$ 70 millones. Según la Cámara de Diputados (1999), p. 35, Endesa pagó entre US\$ 2,2 y 2,4 millones.

³⁷ El agua en los embalses tiene dos usos, generación eléctrica y riego. En el lago Laja, el exceso por sobre los 500 millones de metros cúbicos se puede usar libremente para generar. Por debajo de ese volumen la extracción no puede exceder los 47m3/seg. Endesa argumentó que el nivel mínimo del lago Laja era menor que lo supuesto hasta ese entonces (en otras palabras, el embalse contenía más agua que la pensada). Consecuentemente, la cota que señalaba los 500 millones de metros cúbicos era la de 1.313,18 m. y no la de 1.316,93 m. (Cámara de Diputados [1999], p. 57). En consecuencia, Endesa argumentó que podía usar el agua libremente. Aparentemente, el Ministerio de Obras Públicas aceptó ese argumento.

³⁸ El embalse del Maule puede almacenar hasta 1.500 millones de metros cúbicos. El exceso por sobre los 670 millones de metros cúbicos se puede usar libremente para generar. Por debajo de 170 millones de metros cúbicos el agua es reservada para riego. En el rango intermedio, el uso del agua requiere de la autorización del MOP.

del acuerdo entre el MOP y Endesa no son públicos, pero aparentemente permitían a Endesa usar el agua sin limitaciones, en vista que hizo funcionar sus plantas hidráulicas a capacidad plena durante julio y agosto mientras duraba el agua. Para efectos del despacho el agua se valoró como si hubiera sido de una central de pasada³⁹. Esto era contradictorio con la motivación para usar el agua, a saber, evitar el racionamiento.

En efecto, se puede demostrar con un modelo de programación dinámica muy simple que cada vez que un déficit es inminente el costo de oportunidad del agua es igual al costo de falla. En esos casos *todas* las plantas térmicas disponibles deben ser despachadas. Por ello, un indicador muy simple de que se usó demasiada agua en julio y agosto es que algunas plantas térmicas no fueron despachadas. Si bien es claro que parte del agua que se usó evitó una falla, una estimación conservadora indica que por lo menos 65 GWh podrían haber sido generadas por plantas térmicas (para apreciar la magnitud de este número recuérdese que en noviembre de 1998 el déficit agregado fue de 76 GWh)⁴⁰. Consecuentemente, el precio *spot* cayó.

Además de ineficiente, el modo como se tomó la decisión de ceder el agua —por *lobby*— probablemente dio la señal de que a la autoridad le incomodaba sobremanera decretar racionamiento. En forma más general, el procedimiento para entregar el agua es inadecuado, porque no existe un protocolo claro que indique cómo se deben reorientar las reservas de agua de riego para otros usos; la medida pasa a ser una decisión arbitraria de la autoridad política, quien no tiene que justificarla públicamente ni está sujeta a responsabilidad posterior (*accountability*).

La tercera razón de por qué se usó el agua de manera excesivamente rápida fueron los pronósticos que aparentemente sobrestimaron la cantidad de agua que aportarían los deshielos. Según un regulador, sólo en noviembre se supo que los deshielos eran peores que los de 1968-69 (véase Cuadro N° 2)⁴¹. Sin embargo, a fines de agosto el MOP reportó que los niveles de nieve en sus estaciones de medición se encontraban muy por debajo del nivel normal⁴². Por otro lado, la empresa consultora que predice los deshielos, que en ese momento era propiedad de Endesa, fue empeorando sus pronósticos progresivamente entre septiembre y noviembre. Nuevamente, no hay razones fundadas para suponer que los pronósticos no fueron hechos seriamente. Pero existe conflicto de interés cuando la operación del sistema

³⁹ Véase Cámara de Diputados (1999), p. 21.

⁴⁰ Esta estimación se obtuvo de manera similar a la descrita en la nota 33.

⁴¹ Véase Cámara de Diputados (1999), p. 14.

⁴² Véase Cámara de Diputados (1999), p. 117.

depende de información aportada por un participante a quien no le es indiferente patrimonialmente el resultado de los pronósticos.

Las disputas en el CDEC y el precio spot. Al CDEC le corresponde decidir qué generador despacha su energía en cada instante, de acuerdo a la demanda y lo que sea más conveniente para el sistema. Esta decisión siempre afecta los intereses de una u otra empresa generadora. Hasta junio de 1999, si una empresa consideraba que una decisión de despacho no era adecuada, podía reclamar al directorio, y si éste no llegaba acuerdo, se entablaba una divergencia que debía ser resuelta por el Ministro de Economía en un plazo máximo de 120 días. El problema era que mientras la divergencia no estuviera zanjada no existía una decisión oficial del CDEC que diera origen a obligaciones legales. Como se verá a continuación este vacío se prestó para manejos estratégicos de las empresas y tuvo importantes consecuencias durante la crisis.

Cuando el precio *spot* llegó a 60 mills/KWh a principios de julio de 1998, Endesa argumentó que el precio debía volverse a calcular, porque las repetidas postergaciones de la entrada de la central Neuquén habían obligado a usar las reservas de agua creando la situación de escasez⁴³. La divergencia fue finalmente zanjada por el ministro sólo en diciembre del año siguiente. Adicionalmente, la disputa se agravó a principios de noviembre. Cuando la central Ventanas II de Gener salió del sistema por mantenimiento no programado y falló la central San Isidro de Endesa, no fue posible servir la demanda y la electricidad fue racionada por cortes aleatorios y no anunciados. Como vimos, la regulación estipula que las transferencias de energía entre generadores deben valorarse a costo de falla cuando el sistema es incapaz de satisfacer la demanda. Sin embargo, los generadores deficitarios argumentaron que no correspondía valorar las transferencias a costo de falla porque el déficit no hubiese ocurrido con la hidrología de 1968-69. Uno de ellos argumentó que la limitación de las compensaciones en el mercado regulado debía extenderse al mercado *spot* y que las transferencias de energía debían valorarse al costo de operación de la central térmica más cara. El otro argumentó que el precio *spot* debía calcularse simulando el modelo OMSIC con la hidrología de 1968-69, lo que hubiera arrojado precios más bajos^{44, 45}. De esta forma, por una razón o por otra no hubo acuerdo sobre cuál era el precio *spot* al cual valorar las transferencias de energía a partir de julio de 1998.

⁴³ Véase Iglesias (1999).

⁴⁴ Véase Landerretche (1998).

⁴⁵ Un análisis de estos argumentos se encuentra en DGS (1999).

Según lo establecido en el reglamento interno del CDEC, el 26 de noviembre de 1998 se le hizo llegar una carta al Ministro de Economía planteando la divergencia y solicitándole una definición. El ministro, como requiere la ley, pidió una opinión a la CNE. En cinco días la CNE contestó que en falla correspondía valorar las transferencias de energía a costo de falla⁴⁶. Sin embargo, el ministro demoró casi cuatro meses en decidir la divergencia y sólo lo hizo el 26 de marzo de 1999. La decisión ratificó la opinión de la CNE, estableciendo que en falla las transferencias de energía debían valorarse al costo de falla. Sin embargo, no resolvió el problema porque el fallo indicaba que el CDEC debía determinar en qué nudos se habían registrado déficits. Esto devolvió el problema al CDEC, porque ahora hubo desacuerdo sobre los nudos en que se habían registrado déficits.

La demora en fallar la divergencia tuvo consecuencias importantes. Todos los generadores, tanto deficitarios como excedentarios, enfrentaron incentivos débiles para disminuir el déficit entre noviembre y marzo. La posibilidad de que el precio *spot* fuera menor que el costo de falla hacía menos conveniente agregar capacidad, recontractar con clientes libres y comprarles a autoprodutores. De hecho, no fue posible llegar a un acuerdo para que los autoprodutores vendieran en el mercado *spot*; alrededor de 100 MW de potencia no llegaron al mercado por este motivo.

Posiblemente el temor a la presión política llevó a que Endesa agregara alrededor de 450 MW de turbinas diesel, a pesar que nuestro análisis económico en DGS (1999) sugiere que probablemente no le era financieramente conveniente. Sin embargo, estas turbinas se agregaron lenta y gradualmente entre febrero y abril de 1999, al menos seis meses después que empezara la crisis. Los incentivos a instalar capacidad adicional al comenzar la crisis hubieran sido más fuertes si hubiese existido certeza de que el costo de falla sería el precio de transferencia entre generadoras y que se debía pagar compensaciones una vez que ocurriera un racionamiento.

La disputa en el CDEC reveló defectos importantes de la regulación. Primero, es sorprendente que el despacho sea obligatorio mientras que no se contemplen mecanismos, tales como las garantías, que hagan las obligaciones fácilmente cobrables. Así, durante la crisis los generadores deficitarios continuaron retirando energía sin que fuera claro a cuánto ascendían sus obligaciones. Es evidente que debe existir la posibilidad de apelar las decisiones de operación cuando una de las partes siente que sus intereses han sido afectados injustamente. Sin embargo, la operación debe estar estructurada de manera tal que siempre existan precios y las obligaciones a

⁴⁶ Véase Landerretche (1998).

las que ellos den origen deben ser pagadas prontamente, sin perjuicio de que se puedan apelar posteriormente. Lo contrario supone estructurar el sistema a partir de la premisa que, en la duda, lo razonable es suponer que el CDEC siempre se equivoca, lo cual es absurdo.

Parte del problema ha sido resuelto desde que la operación del CDEC es independiente, porque ahora las decisiones de operación son válidas y obligan mientras no se resuelva en contrario. En este sentido es útil notar que la obligación de establecer un CDEC independiente existía desde septiembre de 1998, cuando entró en vigencia el nuevo reglamento eléctrico. Pero las empresas no se pusieron de acuerdo para ponerlo en práctica sino hasta que las modificaciones legales de junio de 1999 aumentaron sustantivamente las multas (véase más adelante). Un CDEC independiente seguramente hubiera mejorado las cosas, porque ya no puede ocurrir que el sistema opere sin un precio *spot*. Sin embargo, todavía no existe obligación de pagar prontamente las obligaciones a las que dan origen estas decisiones porque no se les exige ninguna garantía de pago a los generadores que retiran energía en el mercado *spot*.

La segunda limitación que reveló la crisis es que resulta inconveniente que el encargado de zanjar las divergencias entre generadores sea la autoridad política. El episodio del costo de falla muestra que es equivocado concluir que la falta de atribuciones haya sido el responsable principal del manejo inadecuado de la crisis. El ministro se tomó el plazo máximo para usar sus atribuciones a pesar de lo importante que era contar con una decisión rápida. Forzado a actuar, su fallo creó otra disputa en el CDEC.

Era posible dar un veredicto más categórico, simplemente indicando expresamente que en noviembre habían ocurrido fallas; el CDEC tenía información de los nudos en que físicamente se había restringido el consumo. Adicionalmente, se le podría haber pedido al Superintendente que investigara por qué no había precio *spot*, una situación anómala. Si bien en ese entonces las multas eran muy bajas, una investigación hubiera puesto presión para que las partes entraran en razón, porque sus conclusiones hubieran dejado constancia de la responsabilidad de cada una. Además, en ese momento se tramitaba en el Congreso el proyecto de ley que incrementó sustantivamente las multas.

Al margen de la actuación de cada empresa, la consecuencia de todo esto fue que ningún generador, haya sido deficitario o excedentario, enfrentaba el costo de oportunidad de la energía para tomar sus decisiones, sino probablemente uno bastante más bajo. En esas condiciones, la asignación de la energía disponible es ineficiente.

El manejo de la demanda. Cuando no funciona el sistema de precios la profundidad y duración de la falla pasan a depender del manejo que hagan los reguladores y de las respuestas de las empresas a estas medidas. Los reguladores tomaron tres medidas para reducir el consumo y ajustarlo a la cantidad de energía disponible: autorizaron reducir el voltaje hasta en 7,5%, instruyeron a las oficinas públicas para que redujeran los consumos prescindibles y lanzaron una tibia e intermitente campaña promoviendo el ahorro de energía. Sin embargo, el principal instrumento regulatorio para manejar una escasez es el decreto de racionamiento. Éste autoriza a los distribuidores a interrumpir el servicio y fuerza a compensar a los usuarios regulados, a la fecha de la crisis con las limitaciones impuestas por el artículo 99 bis.

El procedimiento para aplicar el racionamiento es complejo. Cada día, el CDEC determina si la demanda proyectada supera a la energía disponible, en cuyo caso se hace necesaria una restricción. El déficit se modela como una planta adicional cuya “producción” debe asignarse entre los distintos generadores, a la fecha de la crisis de acuerdo con sus contratos. Cada generador asigna entonces su parte del déficit entre sus clientes, ya sea pactando reducciones voluntarias de consumo o bien, cuando no son suficientes, cortes. El cómputo del déficit también sirve para determinar las compensaciones que se les deben pagar a los usuarios regulados.

Cuán eficiente sea el mecanismo depende de dos factores. El primero es la precisión con que se calculen los déficits diarios. En principio, es simple determinar si hay déficit —no es sino la proyección del modelo OMSIC. El problema es que casi siempre se puede usar agua embalsada para ocultar un déficit, por lo que decretar una restricción pasa a ser una decisión que puede estar sujeta a disputas y *lobby*.

El examen de la crisis sugiere que el Ejecutivo estimó que el costo político de decretar racionamiento y restringir el consumo era alto y trató de evitarlo mientras pudo. En efecto, en julio de 1998, cuando el CDEC predijo un déficit, el Ejecutivo no dictó el decreto sino que prefirió entregar agua adicional. En septiembre la CNE recomendó dictar el decreto, pero el Ejecutivo la ignoró y no lo hizo sino hasta que en noviembre ocurrieron cortes intempestivos⁴⁷. Y entre diciembre y marzo cuando la caída del consumo, los deshielos y la entrada temporal de Nehuenco relajaron momentáneamente la escasez, el Ejecutivo presionó al CDEC para que no decretara restricción, la que hubiera forzado a reducir el consumo. Sólo a fines de

⁴⁷ Por razones diversas, las empresas tampoco eran partidarias del decreto. Véase, por ejemplo, “Gener: No Somos Proclives al Racionamiento Eléctrico”, *La Segunda*, 8 de septiembre de 1998. Véase también *El Diario*, 4 de septiembre de 1998.

febrero la autoridad dispuso bajar el voltaje al piso de la banda de variación, es decir, 7,5% menos respecto del estándar de 220 volts. Como se vio, entre diciembre y marzo la energía embalsada disminuyó en 400 GWh, lo que dejó a los embalses casi vacíos en marzo cuando Nehuenco nuevamente falló⁴⁸.

El segundo determinante de la efectividad del decreto de racionamiento es que se les paguen compensaciones a los usuarios regulados en aquellos días en que se anticipe exceso de demanda al precio de nudo. El problema en este caso es que la ley deja muchos cabos sueltos. En ocasiones, tales como las limitaciones del artículo 99 bis, es la propia ley la que impide su aplicación. En otras, la efectividad del mecanismo depende de cuán bien lo apliquen los reguladores, particularmente la SEC.

El mecanismo de compensaciones es complejo y nunca ha sido usado, por lo que casi ningún usuario está enterado de que existe, mucho menos de cómo opera⁴⁹. Parte de la razón es que las compensaciones deberían ser calculadas y pagadas a los consumidores por las compañías distribuidoras, quienes, sin embargo, son meros intermediarios porque la obligación de compensar es de los generadores deficitarios. Así, las distribuidoras tienen pocos incentivos a explicar el mecanismo, porque no se benefician con las reducciones de consumo. Más aún, mientras un decreto de racionamiento se encuentre vigente pueden cortar el suministro sin ser sancionadas. En consecuencia, la presión de los usuarios para que se aplique el mecanismo es escasa mientras que la presión por parte de generadores para que no se aplique es considerable^{50, 51}.

Adicionalmente, la ley es ambigua acerca de las condiciones precisas bajo las que se deben pagar compensaciones, no sólo en lo que se refiere a la definición de sequía discutida más arriba, sino también a que los montos por compensar se obtienen del modelo OMSIC. Esto exige que los reguladores sean capaces de verificar independientemente los resultados del

⁴⁸ CNE (1999) p. 115, argumenta que esa agua debía usarse en cualquier caso para cumplir con los acuerdos con regantes.

⁴⁹ Una medida de la complejidad del mecanismo es que aun en seminarios académicos con audiencias de economistas nos ha tomado cierto tiempo explicarlo y las dudas suelen ser muchas.

⁵⁰ Durante toda la crisis y si no hubiera existido la limitación del artículo 99 bis, las compensaciones hubieran sido de al menos US\$ 25 millones. A este número se llega con el siguiente cálculo: la diferencia entre el costo de falla y el precio de nudo es cerca de 100 mills/KWh. En consecuencia, cada GWh no suministrado a usuarios regulados vale aproximadamente US\$ 100.000. El déficit total durante 1998 y 1999 fue de alrededor de 450 GWh y el consumo de los clientes regulados es alrededor del 60% del total.

⁵¹ En la última parte de la crisis el mecanismo se hizo algo más conocido y algunos alcaldes y parlamentarios presionaron para que se aplicara.

modelo. Por ejemplo, la SEC no evaluó independientemente si con la hidrología de 1968-69 no hubieran ocurrido déficits. Y al comenzar el nuevo año hidrológico en abril de 1999, cuando se argumentó que ese era el segundo año seco consecutivo de sequía, y que por lo tanto tampoco correspondía compensar, los reguladores parecieron no considerar la posibilidad de que el año hidrológico finalmente no fuera seco, como efectivamente ocurrió, en cuyo caso probablemente correspondía pagar compensaciones, aun con la limitación del artículo 99 bis vigente⁵².

La SEC cambió de actitud una vez que la ley fue modificada en junio de 1999 y se eliminó la limitación del artículo 99 bis. Entonces exigió que se pagaran compensaciones por todo el período en que se mantuvo vigente un decreto de racionamiento. Sin embargo, para ese entonces la crisis ya casi había terminado. La batalla legal resultante todavía no ha sido resuelta⁵³. Más aún, la disputa y la oportunidad en que ocurrió —cuando la crisis ya había terminado— sugiere que el regulador entendía el mecanismo de compensaciones como uno de multas y no como un precio que debe transmitirles a los usuarios regulados el costo de oportunidad de la energía en situaciones de escasez.

3.4. Los cambios de junio de 1999

La crisis creó un clamor por mayor regulación, particularmente entre los políticos. A consecuencia de ello, en junio de 1999 se modificó la Ley N° 18.410, referente a la SEC, y también la ley eléctrica. En esta sección se

⁵² Nuevamente, sin embargo, esto no es completamente claro. En efecto, antes de que fuera modificado en junio de 1999, el artículo 99 bis decía que “[...] si una sequía durara más de un año hidrológico, el máximo déficit que los generadores estarán obligados a pagar estará limitado al déficit que se calcule para el primer año hidrológico de la sequía, considerando una hidrología igual a la del año más seco utilizado en el cálculo del precio de nudo. Por año hidrológico se entiende un período de doce meses comenzando en abril”. Aun cuando la ley parece decir que cabía extender la limitación sólo si el siguiente año *hidrológico* era seco, se nos ha señalado que eventualmente se podría interpretar el artículo como diciendo que permitía extender la limitación por una fracción del año hidrológico siguiente hasta el mes en que terminara la sequía. Por ello es probable que si la SEC hubiera intentado aplicar las compensaciones entre abril y junio de 1999, su decisión hubiera sido desafiada en los tribunales. Es posible que esta posibilidad la haya inhibido de actuar.

⁵³ La SEC sostenía que correspondía compensar por todo el período en que se mantuvo vigente un decreto de racionamiento (vale decir, hasta agosto de 1999), mientras que las generadoras argumentaron que correspondía compensar sólo en aquellos días en que el CDEC proyectó déficits, los que terminaron a mediados de junio. Cualquiera sea la interpretación legal correcta, económicamente parece curioso que se deba compensar sin que exista déficit efectivo y sólo porque un decreto de racionamiento continúa vigente.

analizan brevemente aquellas modificaciones legales que atañen a sequías extremas o fallas técnicas prolongadas de centrales.

En el caso de la SEC, el objetivo de los cambios fue fortalecer el régimen de fiscalización del sector, otorgándole más atribuciones para el ejercer sus facultades. Entre otras, se pueden destacar la mayor capacidad para exigir información y la facultad de poder requerir a las empresas auditorías externas para comprobar que la información entregada es fidedigna. Asimismo, la nueva normativa aumentó drásticamente el monto de las multas por infracciones. Hasta el cambio de la ley la multa máxima que podía aplicar era de poco más de \$ 13 millones, y dichas multas eran rutinariamente apeladas y demoradas. Después del cambio de ley el máximo aumentó a poco más de 6 millones de *dólares*. Además, para poder interponer un reclamo la empresa deberá dejar una boleta de consignación a la orden de la Corte por un 25% del monto.

La reforma principal al DFL N° 1 es la modificación del artículo 99 bis. Se eliminó la limitación de las compensaciones y se estableció que los racionamientos deben repartirse por parejo entre todos los consumidores sin discriminaciones de ninguna especie. Las transferencias de energía entre generadores resultantes de la dictación de un decreto de racionamiento se valorizarán al costo marginal instantáneo del sistema reconociendo la ley, ahora explícitamente, que en horas de racionamiento equivale al costo de falla.

Al menos en apariencia, la modificación llenó el vacío que dejaba la limitación de las compensaciones y redujo el margen de interpretación al indicar explícitamente que las transferencias entre generadores deben valorarse a costo de falla durante racionamientos⁵⁴. Sin embargo, el racionamiento parejo entrega incentivos equivocados en el corto y el largo plazo, los que agravarán futuras crisis.

En el corto plazo, la distorsión se debe a que la prorrata de cada consumidor se determina tomando como referencia su consumo pasado —mientras más consumió, más le corresponde recibir en racionamiento. Esto no es tan grave si la referencia es el año anterior; pero, por ejemplo, el decreto de racionamiento de abril de 1999, que anticipó el cambio de la ley, lo hacía depender del consumo del mes inmediatamente anterior. Una vez que los consumidores entiendan la regla y anticipen un racionamiento, les convendrá aumentar su consumo para aumentar su prorrata, adelantando

⁵⁴ Se debe señalar que forzar compensaciones a todo evento podría inducir el aumento de la participación térmica en el parque generador y aumentar los costos de servir los contratos regulados. Para un análisis formal de este punto, véase DGS (1999).

con ello el déficit. En este sentido, el racionamiento tiene consecuencias similares a las de una corrida bancaria en el que llega primero recibe más⁵⁵.

En el largo plazo, además de pasar por encima de los contratos acordados entre generadores y clientes libres, el racionamiento parejo es ineficiente porque implica que en situaciones de escasez da lo mismo si el usuario se contrató con una empresa que seguía una política comercial prudente o si se contrató con una imprudente que no tenía capacidad para satisfacer sus contratos —finalmente el déficit se socializa⁵⁶. Tal como cuando existe un seguro bancario estatal, el racionamiento parejo elimina los incentivos a discriminar entre generadores prudentes y temerarios. Por lo mismo, los generadores tienen menos incentivos para seguir políticas comerciales prudentes, porque en caso de escasez su responsabilidad se diluye y reciben energía de los generadores excedentarios⁵⁷.

Al racionamiento parejo se le justificó argumentando que durante la crisis algunas distribuidoras, contratadas casi exclusivamente con generadores deficitarios, deberían haber suspendido el suministro la mayor parte del tiempo si se hubieran atenido a sus contratos. Esto parecía poco equitativo porque los usuarios regulados no participan cuando la distribuidora decide con quién se contrata y por lo tanto, según el argumento, debían ser racionados por parejo. Sin embargo, si lo que preocupa es que los usuarios regulados no participan en la decisión de con quién se contrata la distribuidora, lo que corresponde es hacer a la distribuidora responsable por sus decisiones comerciales; socializar el déficit no soluciona el problema.

El segundo defecto del cambio de ley es que fue aprobado apuradamente en medio de una crisis y sin mayor análisis conceptual. Prueba de lo poco meditado de los cambios es que los dos anteproyectos de ley que han circulado los modifican. Al mismo tiempo, una vez que se promulgó la nueva ley se dio inicio a una importante discusión en torno a qué aspectos de la nueva normativa son aplicables a los contratos de generadoras que

⁵⁵ Nótese que estos incentivos son aún más potentes si acaso se les permite a los agentes transar sus cuotas una vez que existe racionamiento. En efecto, el valor de mercado de la energía en racionamiento es mucho mayor. Es cómo si quienes llegaran a tiempo en una corrida bancaria recibieran mucho más de un peso por cada peso depositado.

⁵⁶ Por ejemplo, el 21 de abril de 1999 la Asociación de Clientes Eléctricos no Regulados (Acenor) interpuso un recurso de protección en contra de la SEC, pidiendo revocar la orden de racionamiento parejo dictada a comienzos de abril. Argumentaron que la medida dictada por la autoridad causó múltiples perjuicios a los asociados de Acenor, especialmente porque los generadores decidieron los cortes de suministro sin mediar acuerdos ni compensaciones.

⁵⁷ Este incentivo no es tan grave si las transferencias entre generadores son a costo de falla y hay certeza de que se van a pagar prontamente. Pero ello no es así necesariamente en la práctica.

fueron celebrados con anterioridad. Sin duda que esta discusión tomará tiempo en ser zanjada. Sin embargo, a nuestro juicio las modificaciones de la legislación constituyen un cambio arbitrario en las reglas del sistema eléctrico, que resultan incorrectas como política de largo plazo para el sector y erosionan la credibilidad de los reguladores aún más.

4. CONCLUSIONES

El punto central de este trabajo es que en Chile los episodios de escasez de energía son inevitables. Sin embargo, las crisis son consecuencia de incentivos regulatorios inapropiados, y por ende evitables. La escasez de 1998-1999 no hubiera ocurrido si el año hidrológico 1998-99 hubiera sido más cercano a normal o si no hubiera fallado la central Nehuenco. Sin embargo, a pesar de las difíciles circunstancias de abastecimiento, la evidencia indica que los cortes de energía —y por ende la crisis— eran evitables. El déficit agregado durante esos meses fue de 450 GWh. Si el agua embalsada se hubiera usado eficientemente, o bien los reguladores hubiesen tenido la voluntad de hacer funcionar el sistema de precios y de usar sus atribuciones prontamente, o si el Ejecutivo no hubiese temido los supuestos “costos políticos” o de imagen por decretar racionamiento apenas las condiciones lo justificaban, se hubiesen ahorrado bastante más que 450 GWh. Al mismo tiempo, el que los cortes de suministro hayan sido evitables demuestra que no se puede atribuir la crisis a que las empresas no invirtieron lo suficiente.

Se ocupó más agua que lo eficiente en tres episodios: durante la primera mitad de 1998, a consecuencia de pronósticos errados sobre la fecha en que entraría la central Nehuenco; entre julio y septiembre de 1998, cuando el Ejecutivo pospuso un decreto de racionamiento y entregó agua embalsada sin condicionar su uso; y entre diciembre de 1998 y marzo de 1999, cuando no se decretó restricción, a pesar de que la situación era extremadamente ajustada.

El uso acelerado e ineficiente del agua no es casual y se debe a un problema fundamental de *moral hazard*. Un generador deficitario se beneficia si el agua embalsada se usa aceleradamente porque reduce los precios corrientes y parte del costo impuesto por un eventual racionamiento lo asumen los usuarios regulados (si el mecanismo de compensaciones no funciona) y los generadores excedentarios (si no hay mecanismos explícitos que faciliten el cobro en el mercado *spot*). En las condiciones vigentes en Chile el incentivo a usar aceleradamente el agua es independiente de la

identidad de las empresas y de su portafolio de centrales; surge siempre que un generador tenga obligaciones que superan su capacidad de generación propia o contratada.

Los defectos del sistema de precios no sólo hacen más probable que ocurra una escasez al incentivar el uso ineficiente del agua; también impiden que la energía disponible en situaciones de escasez se asigne eficientemente y sin cortes de suministro. Por un lado, el costo de oportunidad de la energía que la mayoría de los usuarios enfrenta durante una crisis es el precio de nudo, varias veces inferior que el verdadero costo de oportunidad de la energía en falla. Por el otro, la renuencia que muestra el regulador a zanjar las disputas entre generadores sobre el precio *spot* da incentivos inadecuados y disminuye la conveniencia de instalar capacidad adicional. De hecho, durante la crisis se agregó capacidad adicional sólo a partir de febrero de 1999, varios meses después que la crisis comenzara. Adicionalmente, los autogeneradores no tuvieron incentivos para vender en el mercado *spot* ni tampoco era conveniente negociar reducciones de consumo con clientes libres. En resumen, ningún agente del sistema enfrentó el precio correcto durante una falla, el costo de falla.

Un análisis cuidadoso de la actuación de los reguladores durante la crisis sugiere que su “debilidad” no se debió a falta de atribuciones. Si bien es cierto que las multas que podían aplicar eran bajísimas hasta que la ley se modificó en junio de 1999 y que sus decisiones se pueden disputar en los tribunales, los reguladores no usaron sus atribuciones en varios episodios.

Primero, el Ministro de Economía debió haber zanjado prontamente la disputa entre generadores sobre el precio de transferencia de energía en falla. Su omisión implicó que no hubo una señal clara sobre cuál era el precio *spot* entre julio de 1998 y junio de 1999. Segundo, la SEC no investigó las causas de las disputas en el mercado *spot*. Tercero, el Ejecutivo pospuso los decretos de racionamiento y la aplicación de restricciones de consumo, y sólo actuó cuando los cortes de energía las hicieron inevitables. Cuarto, la SEC no verificó independientemente si hubiera correspondido pagar compensaciones con la hidrología de 1968-69 durante el año hidrológico 1998-99; tampoco consideró la posibilidad de que el año hidrológico que comenzó en abril de 1999 fuera más lluvioso que el de 1968-69 (como finalmente ocurrió). Quinto, la SEC no parece haber entendido el rol de precio que juegan las compensaciones. Su comportamiento posterior al cambio de ley en junio de 1999 sugiere que las vio como una multa a las empresas que debía ser cobrada por el solo hecho de existir un decreto de racionamiento vigente, y no como un precio que debía transmitirles el costo de oportunidad de la energía a los usuarios.

Todo lo anterior sugiere que una nueva crisis no se evitaría ampliando las atribuciones discrecionales del regulador. El problema de fondo es que por principio el Ejecutivo no debería zanjar disputas entre privados, porque sus intereses van mucho más allá de que el mercado eléctrico funcione adecuadamente. En la práctica, se ha mostrado renuente a tomar medidas tales como decretar racionamientos o resolver las divergencias en el mercado *spot*, posiblemente porque sus intervenciones tienen efectos patrimoniales importantes y lo dejan vulnerable a las críticas de quienes se sientan perjudicados. Pero, por otro lado, el sistema de precios vigente no puede funcionar sin que los reguladores zanjen estos conflictos e intervengan activamente, porque es rígido y la ley contiene muchos vacíos. Al contrario de países con tradición legal anglosajona, en Chile las instituciones y leyes no están pensadas para llenar vacíos; no es sorprendente que el resultado sean grandes conflictos.

Se suele afirmar que la crisis mostró que “el mercado” no funciona en el sector eléctrico. Sin embargo, el problema es distinto: la regulación está estructurada de manera que “el mercado” no puede funcionar sin que intervengan los reguladores, y durante la crisis éstos no lo hicieron bien. En efecto, el sello de un mercado libre son los precios flexibles que reflejan adecuadamente la escasez relativa de los recursos y los contratos entre privados que señalan claramente cómo se han de repartir los riesgos. Éste no es el caso en el sector de generación eléctrica porque la flexibilidad de precios se sustituye por la intervención de los reguladores. Son éstos los encargados de zanjar las disputas en el mercado *spot* y de aplicar el mecanismo que les transmite el costo de oportunidad de la energía a los usuarios en situaciones de escasez. Por lo tanto, la crisis no fue el test del mercado libre de generación sino de la capacidad de los reguladores de hacer cumplir la regulación actual mente vigente. La lección de la crisis es que la intervención reguladora no es un buen sustituto de la flexibilidad de precios y los contratos privados. Esto queda en evidencia si se considera que los mismos generadores que nunca pudieron llegar a acuerdo en el CDEC cumplieron lo estipulado en contratos privados de respaldo (y por ende, por ser privados quedaban al margen de la intervención regulatoria).

¿Hacia dónde deben apuntar las reformas entonces? Los problemas que surgieron durante la crisis fueron de incentivos, particularmente porque los precios enfrentados por los distintos agentes no eran los correctos y porque las responsabilidades no eran claramente asignadas por la ley. Las consecuencias son, entre otras, que los usuarios no ven el verdadero costo de oportunidad de la energía durante una escasez, el claro problema de *moral hazard* en el uso del agua de los embalses, y en que las transferencias

de energía entre generadores no dan origen a obligaciones fácilmente exigibles de quienes compran energía.

De esta forma, es bastante claro en la dirección en que hay que modificar la regulación: el sistema de precios debe ser más flexible; las responsabilidades, particularmente en lo que se refiere al uso del agua embalsada, deben estar claramente definidas; las obligaciones entre generadores por intercambios de energía deben ser fácilmente exigibles; y debe liberarse a los reguladores de la obligación de zanjar conflictos entre privados, estableciendo las obligaciones en contratos privados. Esto implica, por ejemplo, que deben ser los contratos los que determinen quién es racionado si ocurre un déficit.

Las modificaciones a la ley que se aprobaron en junio de 1999 fueron en la dirección contraria. El racionamiento parejo contradice lo que aquí se ha propuesto, y presenta problemas significativos. También es pertinente señalar que éste fue un cambio apresurado y arbitrario en las reglas del juego, el que resulta cuestionable como política de largo plazo para el sector, erosionando aún más la credibilidad del regulador.

REFERENCIAS

- Basañes, F.; Saavedra, E.; y Soto, R. (1999). "Post-Privatization Renegotiation and Disputes in the Electricity Sector in Chile". Working Paper IFM-116, Banco Interamericano de Desarrollo.
- Berndt, E. (1991). *The Practice of Econometrics*. Reading: Addison Wesley.
- Bernstein, S. (1999). "Racionamiento Eléctrico: Causas y Posibles Soluciones". *Puntos de Referencia* N° 209, Centro de Estudios Públicos.
- Cámara de Diputados (1999). "Informe de la Comisión de Minería y Energía sobre la Investigación de los Hechos que Han Motivado el Racionamiento de Energía Eléctrica en el País". Valparaíso: Cámara de Diputados.
- Díaz, C.; Galetovic, A.; y Soto, R. (1999). "Anatomía de una Crisis Eléctrica". Documento de Investigación N° 121, Programa de Postgrado en Economía, ILADES-Georgetown University y *Documento de Trabajo* N° 64, Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile. <http://www.dii.uchile.cl/~cea/docs/index.html>
- Comisión Nacional de Energía (CNE) (1986). "Estudio del Costo de Falla en el Sistema Interconectado Central". Santiago: Comisión Nacional de Energía (CNE).
- Comisión Nacional de Energía (CNE) (1999). *Memoria bienal*. Santiago: Comisión Nacional de Energía (CNE).
- Fierro, G.; y Serra, P. (1993). "Un Modelo para Estimar el Costo de Falla". *Cuadernos de Economía*, 30, pp. 247-259.
- Fierro, G.; y Serra, P. (1997). "Outage Costs in Chilean Industry". *Energy Economics*, 19, pp. 417-434.
- Fischer, R.; y Galetovic, A. (2000). "Regulatory Governance and Chile's 1998-1999 Electricity Shortage". Mimeo, Centro de Economía Aplicada (CEA), Universidad de Chile. <http://www.dii.uchile.cl/~cea/docs/index.html>

- Iglesias, R. (1999). "Informe de la Comisión Nacional de Energía: Divergencia en el CDEC-SIC carta N° 276". Santiago: Comisión Nacional de Energía (CNE).
- Landerretche, O. (1998). "Informe de la Comisión Nacional de Energía: Divergencia sesión CDEC-SIC N° 78.7/99". Santiago: Comisión Nacional de Energía (CNE).
- Nesbakken, R. (1999). "Price Sensitivity of Residential Energy Consumption in Norway". *Energy Economics*, 21. pp. 493-516.
- Sena, P. (1997). "Energy Pricing Under Uncertain Supply". *Energy Economics*, 19, pp. 417-434. □