

¿ QUÉ TAN PROBABLE ES UNA NUEVA CRISIS ELÉCTRICA?

Alexander Galetovic, Juan Carlos Olmedo y Humberto Soto

SERIE ECONOMÍA N° 107

Octubre, 2001

Centro de Economía Aplicada
Departamento de Ingeniería Industrial
Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Universidad de Chile

¿Qué tan probable es una nueva crisis eléctrica?*

Alexander Galetovic[†]

Juan Carlos Olmedo[‡]

Humberto Soto[§]

Septiembre 2001

Resumen

Se ha dicho repetidamente que el abastecimiento eléctrico durante los próximos dos años será precario. En este trabajo construimos tres indicadores que permiten cuantificar el riesgo de déficit: (a) la probabilidad con que ocurrirá un déficit durante cada mes de los próximos dos años hidrológicos; (b) simulaciones que pronostican el déficit mes a mes si se suceden dos hidrologías muy secas o medianamente húmedas; (c) la capacidad adicional transitoria que eliminaría el déficit que ocurriría si se suceden dos hidrologías extremadamente secas.

Concluimos que el riesgo de déficit—medido por la probabilidad de que la demanda proyectada sobrepase a la energía producida— es bajo. El crecimiento más lento de la demanda durante este año (debido, a su vez, al crecimiento más lento de la economía) y la entrada prevista de dos centrales de ciclo combinado adicionales (una de Colbún y la reconversión de la central Renca anunciada por Gener) sugieren una situación de abastecimiento bastante holgada: en ningún mes la probabilidad de déficit es mayor que 0.025 (2,5%) y en 21 de los 24 meses la probabilidad de déficit es cero o menor que 0.01 (1%). Más aún, en el extremo y muy improbable evento que se dieran dos hidrologías seguidas como la de 1998-99 (las más seca de la estadística), bastarían a lo más 520 MW (y probablemente bastante menos) de capacidad adicional transitoria para eliminar por completo los déficit, similar a la que se instaló durante la crisis pasada (450MW)

Palabras clave: crisis eléctrica, déficit de abastecimiento, hidrología, Omsic, simulación.

Clasificación JEL: L52, L94

* Este trabajo fue financiado por AES Gener S.A. Sin embargo, su contenido es de nuestra exclusiva responsabilidad y no compromete de manera alguna a AES Gener S.A. Agradecemos los comentarios de Carlos Aguirre y Juan José Chávez.

[†] Centro de Economía Aplicada (CEA), Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile. Av. República 701, Santiago. Tel: +56/2/678 4065; Fax: +56/2/689 7895; email: agaleto@di.uchile.cl.

[‡] AES Gener S.A., Miraflores 222, Santiago. Tel: +56/2/686 8399; Fax: +56/2/686 8427; email: jcolmedo@gener.cl.

[§] AES Gener S.A., Miraflores 222, Santiago. Tel: +56/2/686 8399; Fax: +56/2/686 8427; email: hsoto@gener.cl.

1. Introducción y motivación

Se ha dicho repetidamente que durante los próximos dos años el abastecimiento eléctrico será extremadamente precario, siendo muy probable que se repita la crisis eléctrica que ocurrió en 1998 y 1999. En este trabajo utilizamos el modelo Omsic, con el que se opera el Sistema Interconectado Central (SIC), para construir un conjunto de indicadores que permiten definir y cuantificar el riesgo de déficit. Luego los utilizamos para evaluar qué tan probable es una nueva crisis eléctrica en los próximos dos años. La conclusión es que el riesgo de déficit—medido por la probabilidad de que la demanda proyectada sobrepase a la energía producida— es bajo. El crecimiento más lento de la demanda por electricidad (debido, a su vez, al crecimiento más lento de la economía) y la probable entrada de dos centrales de ciclo combinado adicionales (una de Colbún y la reconversión de la central Renca anunciada por Gener) sugieren una situación de abastecimiento bastante holgada: en ningún mes la probabilidad de déficit es mayor que 0.025 (2,5%) y en 21 de los 24 meses la probabilidad de déficit es cero o menor que 0.01 (1%). Más aún, en la muy improbable eventualidad que se dieran dos hidrologías seguidas como la de 1998-99 (la más seca de la estadística), bastarían poco más de 500 MW de potencia adicional transitoria para eliminar por completo los déficit, magnitud similar a los 450 MW que se instalaron durante la crisis pasada¹.

Para evaluar la situación de abastecimiento en el SIC es indispensable considerar la variabilidad hidrológica a la que está sujeto Chile central y el rol que juega esta variabilidad en la operación del sistema. Para formarse una idea de su magnitud, nótese que en un año muy húmedo casi el 100% de los 29.000 GWh demandados durante el año 2000 podrían ser abastecidos por centrales hidráulicas, mientras que en uno muy seco (aunque improbable) la proporción cae por debajo del 38%. En promedio, se puede abastecer con energía hidráulica alrededor del 70% de la cantidad demandada, pero esta fracción fluctúa bastante dependiendo la hidrología. Por lo tanto, en un año seco la diferencia debe suplirse ya sea con lo producido por centrales térmicas (a petróleo, gas o carbón) o con el agua almacenada en el lago Laja. Si aún así no alcanza, el consumo tiene que disminuir, en cuyo caso se habla de “déficit”². Este trabajo entrega una metodología para calcular con qué probabilidad ocurrirá un déficit en cada mes de los próximos dos años hidrológicos³.

La principal dificultad para estimar esta probabilidad consiste en que las centrales del lago Laja se deberían operar “óptimamente”, es decir, para minimizar el costo social esperado de abastecimiento y falla. El problema no es sencillo porque el embalse del Laja es de tamaño tal que permite

¹La *potencia instantánea* es la capacidad de desarrollar trabajo mecánico y se mide en watts (W). La *energía* mide el uso de potencia instantánea 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 hora (kWh) son 1000 watts hora, un megawatt hora (MWh) son 1000 kWh y un gigawatt hora (GWh) son 1000 MWh.

²Es importante notar que los déficit (o excesos de demanda) ocurren porque los precios que ven los usuarios no son flexibles y no se ajustan contingentemente. Sobre el particular, véase a Montero y Rudnick (2001) y la discusión en la conclusión de este trabajo.

³La ley define que el año hidrológico comienza en abril y termina en marzo del año siguiente. Este período es apropiado porque en marzo termina la temporada de deshielos. En adelante, y para evitar confusiones, adoptaremos la siguiente convención: 2002-3 denota el año hidrológico que comienza en abril de 2002 y termina en marzo de 2003.

traspasar agua de un año a otro (de ahí que se diga que tiene “capacidad de regulación interanual”⁴) y permite desplazar energía hacia el futuro. El beneficio de hacerlo es sustituir generación térmica futura y, eventualmente, mitigar un déficit o evitarlo por completo; el costo es que se pierde la oportunidad de sustituir energía térmica, o, en ocasiones, evitar un déficit hoy. Cuando el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) opera el sistema, el balance entre el uso presente y futuro del agua embalsada se determina con el modelo Omsic. Por eso, para estimar la probabilidad de los déficit es conveniente usar el mismo modelo que se ocupa para operar el sistema.

Nuestro caso base para evaluar la situación de abastecimiento actual son los supuestos que usó la Comisión Nacional de Energía (CNE) para fijar el precio de nudo en abril de este año, pero ajustando la cota del lago Laja y la fecha de entrada de la central Ralco con la información disponible al momento de hacer las simulaciones (comienzos de septiembre de este año). Este escenario puede calificarse de “exigente”, en el sentido que supone que la única central que entrará en operaciones durante los próximos dos años hidrológicos es Ralco y que la demanda crecerá 8,2% anual en promedio, lo que es improbable vista la desaceleración del crecimiento de la economía. En este caso, la situación no es desesperada, aunque tampoco parece holgada. El déficit esperado es algo menos de 53 GWh en 2002-3 y poco más de 80 GWh en 2003-4 y la probabilidad que ocurra déficit es mayor que 0.01 (ó 1%) en 16 de los 24 meses, alcanzando por sobre 0.11 (ó 11%) en junio de 2003⁵. Sin embargo, aún en el evento extremadamente improbable que se sucedieran dos hidrolgías como la que causaron la crisis de 1998–1999, bastarían a lo más 520 MW de capacidad adicional transitoria para eliminar todo déficit (y, como se verá más adelante en la sección 4, probablemente bastante menos).

A continuación examinamos varios casos menos exigentes, pero en nuestra opinión más realistas. En uno de ellos suponemos que durante el próximo año hidrológico (2002-3) la demanda crecerá algo más lento que lo supuesto por la CNE durante los primeros dos años. En otro, incluimos el ciclo combinado de 370 MW que Colbún debería agregar para cumplir con su reciente contrato con Codelco, y que entraría a partir de abril del 2003 y la reconversión de la central Renca anunciada por Gener, que agregará 100 MW en abril de 2003⁶. En cada uno de estos casos la probabilidad de déficit es aún menor —sólo dos meses es mayor que 0.04 (ó 4%) y en 16 de los 24 meses es menor que 0.01 (ó 1%)—. Más aún, si estos escenarios se combinan, los déficit casi desaparecen: el déficit esperado en 2002-3 es de sólo 5,7 GWh y de 1,1 GWh en 2003-4 (el consumo en un día hábil es alrededor de 10 GWh). En 21 de los 24 meses la probabilidad de que ocurra un déficit es cero o menor que 0.01 (1%).

Lo anterior no significa que los episodios de déficit proyectado desaparezcan. Para evaluar qué ocurriría en casos extremos y obtener una cota superior de la gravedad de una sequía simulamos la operación del sistema suponiendo que en 2002-3 y 2003-4 ocurre la hidrología más seca de la

⁴Por “capacidad de regulación” se entiende el período que tomaría generar todo el contenido del embalse suponiendo que parte lleno y que no le entra agua adicional de los afluentes.

⁵Durante la crisis que ocurrió en 1998 y 1999 el déficit agregado fue 450 GWh.

⁶Suponemos que la central de Colbún entrará en dos etapas: ciclo abierto en abril de 2003 y ciclo combinado en abril de 2004.

estadística, 1998-99 (este es un evento extremadamente improbable y nunca se ha dado desde que existen estadísticas). En el caso base el déficit agregado es muy alto: 1.320 GWh durante el primer año hidrológico y 4.880 GWh durante el segundo. Pero las simulaciones de los casos menos exigentes pero más realistas indican que el sólo crecimiento más lento de la demanda reduciría el déficit en este caso extremo en un tercio (a 750 GWh en 2002-3 y 3.540 GWh en 2003-4); mientras que si, adicionalmente, entran las centrales anunciadas por Colbún y Gener, el déficit caería a 665 GWh en 2002-3 y a 1.260 GWh en 2003-4. Más aún, en todo los casos simulados el déficit se evitaría por completo aún en casos extremos si se instala capacidad adicional transitoria de magnitud similar a la que instaló Endesa durante la crisis pasada⁷. Como se argumentará, para que ello ocurra se requiere hacer funcionar el sistema de precios que contempla la ley actualmente vigente.

Nuestros ejercicios muestran que es posible evaluar bastante objetivamente la situación de abastecimiento, a pesar de que la hidrología es incierta. Para calcular los indicadores que presentamos sólo se requiere el modelo Omsic. Cada simulación no toma más de una hora de un computador Pentium II o similar y se puede actualizar mensualmente o incluso más frecuentemente. Más aún, todos los cálculos que presentamos son replicables y es sencillo hacer todos los chequeos de sensibilidad que se estimen necesarios. Por lo tanto, nuestra metodología e indicadores pueden fácilmente servir como base de un indicador permanente, público, verificable y replicable del estado del abastecimiento eléctrico en el SIC. Un indicador con estas características es deseable porque centra la discusión sobre el abastecimiento eléctrico en hechos y la resume suficientemente como para que sea entendible para los no especialistas.

El resto del trabajo se organiza como sigue. En la sección 2 explicamos brevemente la importancia del riesgo hidrológico en el SIC y los fundamentos conceptuales del modelo que se ocupa para manejar el sistema y decidir cuánta agua del lago Laja se debe ocupar en cada momento. En la sección 3 explicamos con cierto detalle el modelo Omsic a fin de que el lector interesado pueda entender los fundamentos conceptuales del indicador que desarrollamos. En la sección 4 presentamos los indicadores que permiten cuantificar el riesgo de déficit y evaluamos la situación de abastecimiento en los próximos dos años. Finalmente, en la sección 5 presentamos las conclusiones.

2. El sistema interconectado central y la variabilidad hidrológica

La variabilidad hidrológica El SIC 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 cada año⁸.

La figura 1 grafica la cantidad de energía hidráulica que se podría haber generado en el SIC con el actual parque de centrales hidráulicas en cada uno de los años hidrológicos entre 1959-60

⁷Por “capacidad adicional transitoria” entendemos aquella que agregan los generadores para evitar comprar energía a costo de falla o pagar compensaciones por obligaciones contractuales y que se retira una vez que la sequía que causó el déficit ha terminado.

⁸Esta sección está basada en Díaz, Galetovic y Soto (2000). Un análisis más técnico del sistema de precios chileno se encuentra en Díaz, Galetovic y Soto (2001).

y 1998-99. Considerando que el consumo anual en el SIC en el año 2000 fue poco más de 29.000 GWh, se puede apreciar que en un año muy húmedo (tal como 1972-73) casi el 100% de la cantidad demandada puede ser satisfecha con generación hidráulica. En un año de hidrología promedio, la generación hidráulica permite abastecer poco más del 70% de la cantidad demandada (poco más de 21.000 GWh), mientras que en un año muy seco como 1968-69 ó 1998-99, apenas algo más que de 11.000 GWh o 38% de la cantidad demandada es abastecida con generación hidráulica. Vale decir, en un año muy seco desaparece casi la mitad de la energía hidráulica disponible normalmente.

Un porcentaje alto de capacidad de generación hidráulica implica 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 exceso de capacidad instalada térmica suficiente para abastecer toda la cantidad normalmente demandada en períodos de sequía, porque no es económicamente conveniente hundir ese capital que se ocuparía sólo muy de vez en cuando⁹. Por ello, la disminución transitoria del consumo durante una sequía extrema es inherente a nuestro sistema eléctrico. El modelo que se ocupa para operar el sistema (el así llamado Omsic) reconoce este hecho fundamental y opera el sistema para minimizar el costo *social* esperado de abastecimiento y déficit (o falla). Así, en principio el modelo se debería operar independientemente de las conveniencias de una u otra empresa. A continuación describimos brevemente la economía básica en que está basada esta optimización. En la sección siguiente, que se puede omitir sin pérdida de continuidad, explicamos con más cuidado y detalle la optimización dinámica que hace el modelo.

El modelo Omsic Para asegurar que el sistema eléctrico opere al mínimo costo social, 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 y de embalse en orden creciente de costos de operación¹⁰. 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. El cuadro 1 muestra el orden de mérito de centrales térmicas actualmente vigente en el SIC. Por su parte, y como se aprecia en la figura 2, el orden de mérito “dibuja” una curva de oferta.

Para minimizar el costo de abastecimiento social la regulación estipula que las órdenes del CDEC son obligatorias e independientes de los contratos de comercialización de cada empresa. Por ello, es frecuente que existan transferencias entre generadores, las que se valoran al costo marginal

⁹La razón es que la capacidad de reserva opera infrecuentemente y sólo cuando la hidrología es muy seca. Para evitar todo déficit al precio normalmente vigente sería necesario, *grosso modo*, invertir un MW térmico por cada MW hidráulico, y eso es ineficiente. Para demostraciones véase Serra (1997) y Díaz et al. (2001). Para una estimación del costo de eliminar los déficit véase a Galetovic, Olmedo y Soto (2001).

¹⁰Existen cuatro embalses además del lago Laja: Colbún, cuya capacidad de regulación son dos meses; Cipreses, cinco meses; Canutillar cuatro meses; y Rapel, una semana.

instantáneo del sistema o precio *spot*. 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 comprarle 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.

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 2a, mientras más generan las centrales del Laja, menos se genera con centrales térmicas y menor es el precio *spot* presente. La ley obliga a usar en todo momento la cantidad tal que se sirva la demanda al mínimo costo social esperado de abastecimiento y falla. Esta cantidad óptima—véanse las figuras 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 es alrededor de 2,500 GWh a través de la central El Toro) y se puede usar para guardar agua por varios años¹¹.

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 2a), o, en situaciones extremas, reducir la magnitud de un déficit (figura 2b)¹². Por otro lado, el costo de oportunidad de generar hoy un poco más es que ese 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—. 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 un déficit. 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 1959-60 y 1998-99 es igualmente probable y estadísticamente independiente entre años—de ahí que la optimización sea estocástica—¹³.

Asimismo, el valor del agua embalsada en el lago Laja también depende de su cantidad. Todo lo demás constante, mientras más agua hay menor es su costo de oportunidad. La cantidad de agua en el lago Laja se resume con su cota. Cuando lleno el nivel del lago es alrededor de 1.370 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m). Cuando vacío, la cota es alrededor de 1.310 m.s.n.m. A diferencia de la hidrología, la cota se conoce con certeza cada vez que se optimiza.

¹¹Para más detalles véase Olmedo (2001).

¹²Una falla ocurre cuando la cantidad demandada de energía es mayor que la cantidad producida.

¹³Esta descripción es algo imprecisa. Véase la sección siguiente para una descripción más exacta.

Como se aprecia en la figura 2a, cuando las condiciones de abastecimiento son normales y no se avizora un déficit, el costo de oportunidad del agua coincide con el costo de operación de la central térmica más cara en operación¹⁴. Sin embargo, mientras mayor es la probabilidad de déficit 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 2b).

El costo de falla es el precio clave en situaciones de déficit, porque corresponde al costo de oportunidad de la energía, señal que debería determinar las decisiones tanto de consumidores como de los generadores¹⁵. En la práctica la regulación obliga a estimarlo. Esto se hace infrecuentemente usando encuestas¹⁶. Se determinan tres valores que corresponden a distintas profundidades de racionamiento: 187,71 mills/KWh hasta 10% de restricción de consumo; 227,48 mills/KWh entre 10 y 20%; y 280,43 mills/KWh cuando el consumo se restringe en más de 20%^{17,18}. Como referencia es útil notar que 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 100 mills/KWh.

El valor del costo de falla también influye el uso del agua embalsada en el presente, aun si no hay déficit. La razón es que, como se dijo, el modelo Omsic optimiza el uso del agua embalsada para minimizar el valor presente del costo total esperado de abastecimiento y déficit. Mientras mayor sea el costo de falla, mayor es el costo de un déficit en el futuro y más conservador es el modelo cuando usa el agua embalsada. Adicionalmente, es importante notar que si el costo de falla se mide apropiadamente corresponde al valor *social* de la energía en déficit. Una vez que se ha optimizado, los déficit, valorados a costo de falla, son parte de la minimización de costos. Incluir capacidad adicional permanente para evitar déficit implicaría aumentar el costo social total, en el sentido que el costo de la capacidad adicional sería mayor que el beneficio de evitar esos déficit.

Los ejercicios que se presentan en la sección subsiguiente para evaluar la situación de abastecimiento estiman la operación óptima del sistema realizando una optimización dinámica estocástica que, esencialmente, indica cuánta agua se debe extraer del lago Laja en cada mes dependiendo de la hidrología presente y de la cota actual. Como se puede apreciar en la figura 2, una vez conocidas la demanda y la cantidad generada por centrales de pasada, el uso del agua del Laja determina la cantidad generada por centrales térmicas y, eventualmente, la magnitud del déficit en cada período.

¹⁴Esto no es completamente exacto porque el costo de oportunidad del agua puede quedar entre el costo de operación de dos centrales térmicas.

¹⁵Según 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.

¹⁶En 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). Sin embargo, se reajusta semestralmente de acuerdo con una fórmula predeterminada.

¹⁷Un mill corresponde a una milésima de dólar. Es la unidad estándar en la que se expresan los costos de la industria eléctrica.

¹⁸Hay 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).

Lo que nos interesa estimar es el valor esperado del déficit y su distribución de probabilidades, lo que hacemos en la sección 4.

3. El modelo Omsic

En esta sección describimos brevemente lo fundamental del problema de optimización dinámica estocástica que resuelve el modelo Omsic y cómo se ocupa luego para operar el sistema. Como se dijo, esta sección es algo más técnica y se puede omitir sin pérdida de continuidad.

El modelo tiene dos etapas, una de “optimización” y otra de “simulación”. Describimos cada una a continuación.

3.1. La etapa de optimización

La etapa de optimización consiste en determinar la cantidad óptima de agua embalsada en el lago Laja que se debe usar para cada cota posible del lago y cada hidrología en cada mes del *horizonte de planeamiento* (es decir, el período para el cual se minimiza el costo de abastecimiento y falla, típicamente 10 años). Para optimizar se necesita una proyección de demanda para el horizonte de planeamiento, la fecha de entrada de centrales nuevas y de salida de centrales por mantenimiento programado, el precio de los combustibles que usan las centrales térmicas y la energía que aporta cada central hidráulica en cada hidrología. Asimismo, en este estudio la demanda proyectada de cada mes se divide en *bloques de demanda* horarios (cinco en los ejercicios que se presentan más abajo), para reconocer que la demanda no es igual en cada momento del día y que sólo las energías embalsadas se pueden mover de una hora a otra. Una vez fijados estos supuestos se asigna la generación hidráulica de las centrales de pasada a los distintos bloques (según el principio que agua que no se genera se pierde), la energía de los embalses distintos del Laja (según un *orden de empuntamiento* considerando la capacidad de regulación de cada embalse y sujeto a las restricciones de potencia mínima) y luego se optimiza el uso del agua del lago Laja. Como vimos en la figura 2, una vez determinado el uso del agua del lago Laja queda determinada la generación térmica y, eventualmente, el déficit.

Asignación de la energía de centrales hidráulicas de pasada y de embalses pequeños

Para cada una de las 40 hidrologías consideradas la optimización parte por restarle a la demanda proyectada de cada mes (dividida en los respectivos bloques de demanda) la energía que aportan las centrales hidráulicas de pasada (ver la figura 3). Luego se asigna la energía aportada por los cuatro embalses del SIC distintos del lago Laja (Colbún, Cipreses, Canutillar y la Rapel). El principio es que debería usarse el agua de los embalses de modo de igualar los costos marginales entre bloques. Esto implica que, en general, estas centrales de embalse tenderán a funcionar en el bloque de punta a capacidad plena, y sólo el remanente se pasará al bloque siguiente y así sucesivamente¹⁹. El

¹⁹Nótese que los ejercicios están suponiendo que la energía de estos embalses no se puede traspasar de un mes a otro. Esto tiende a exagerar la magnitud de los déficit estimados.

resultado de esta etapa es una *curva de demanda remanente*, que se debe servir con la energía generada en centrales térmicas y las centrales del lago Laja.

Nótese que este cálculo se debe repetir 40 veces para cada mes del horizonte de planeamiento —es un cálculo para cada una de las 40 hidrologías—. Por lo tanto, se calculan 40 curvas de demanda remanente en cada mes, una para cada hidrología; $40 \times 12 = 480$ demandas remanentes para cada año; y $480 \times T$ demandas remanentes en todo el horizonte de planeamiento si éste es de T años.

Uso óptimo del agua del lago Laja Una vez determinadas las demandas remanentes se determina el uso óptimo del agua del lago Laja y, consiguientemente, de las centrales térmicas y el eventual déficit. Para entender cómo se determina la generación del lago Laja, es conveniente partir notando que la optimización se basa en un principio y luego lo pone en práctica con un método de cálculo determinado.

El principio ya se enunció en la sección anterior: como se dijo, el agua del lago Laja se debe usar hasta que su valor marginal hoy se iguale a su valor marginal mañana. El método de cálculo consiste en resolver un problema de programación dinámica estocástica, cuyo resultado es un set de matrices que indican la cantidad óptima de agua que se debe usar para cada combinación de hidrología y de cota del lago Laja al inicio de cada mes.

La cantidad óptima de agua embalsada que se debe usar se encuentra calculando el punto de intersección entre la curva de costo presente y la curva que resume la información sobre el costo futuro de generación (ver la figura 4). Por un lado, dada la demanda remanente, el costo marginal de operación de la etapa es función decreciente de la energía generada con caudales del lago Laja, porque a medida que se ocupa más agua se sustituye progresivamente generación térmica. Nótese que la posición de la curva de costo presente depende de la demanda remanente: mientras mayor sea la demanda remanente, mayor será el costo marginal de operación para cada nivel de uso de energía del Laja. Por lo mismo, la posición de esta curva depende de la hidrología. Así, en cada mes existen 40 de estas curvas, una para cada hidrología.

Por otro lado, existe una relación directa entre el costo futuro de generación y el valor que hoy tiene mantener una unidad adicional de agua en el lago Laja. El valor marginal de un KWh adicional en el Laja, al que llamaremos “valor del agua” y denotaremos por λ , es creciente con la cantidad usada hoy, por la simple razón que mientras más agua se use hoy, menor será la cantidad de agua disponible en el futuro (es decir, . menor será la cota final del lago Laja) lo que obligará a usar más generación térmica²⁰. La posición de esta curva depende de la cota inicial del lago Laja y de la hidrología (la que determina cuanta agua entra en el lago), y por lo tanto hay ($\#cotas \times 40$) curvas de valor del agua. La cantidad óptima de agua del Laja a ser usada es la que iguala ambos costos.

²⁰El valor marginal del agua es la derivada de la función de costo total de abastecimiento (la suma del costo total presente y futuro) que se obtiene de la ecuación de Bellman asociada a la optimización dinámica. Para más detalles véase a Olmedo (2001).

La curva de costo presente es fácil de obtener una vez que se conocen la demanda remanente y las centrales térmicas disponibles: dada la cantidad de agua extraída del Laja, el resto de la demanda se sirve con energía térmica, ordenándose las centrales de menor a mayor costo de operación. Sin embargo, la curva que resume el valor del agua es más difícil de obtener, porque es el resultado de una optimización dinámica estocástica, la que se explica a continuación.

La optimización consiste en lo siguiente. Al final del último mes del horizonte de planeamiento (llamémoslo T) la cota final del embalse del lago Laja (llamémosla c_T) puede estar entre los 1.310 m.s.n.m y los 1.368 m.s.n.m.. Para cada cota final $c_T \in [1.310, 1.368]$ existe un valor del agua asociado, al cual llamaremos $\lambda_T^*(c_T)$. En general, esta función es decreciente en c : mientras más agua contenga el embalse, menor es el valor del agua (más adelante explicaremos cómo se obtiene $\lambda_T^*(c_T)$).

Ahora bien, para optimizar el uso del lago Laja durante el mes T es necesario obtener la curva de valor del agua (la curva que aparece en la figura 4) para cada una de las 40 hidrologías y cota inicial del embalse. Se procede de la siguiente manera. La cota final del último mes T es función de la extracción de agua y de las entradas de agua. Si c_{T-1} es el valor inicial de la cota del lago Laja, a_j el agua que entra al embalse cuando la hidrología es h_j y e_T es la extracción durante el mes T , entonces el nivel del Laja al final del mes será

$$c_T = c_{T-1} + a_j - e_T, \quad (3.1)$$

donde hemos usado el hecho que la cota inicial en T es igual a la cota final en $(T - 1)$, c_{T-1} .

Nótese que se deduce de (3.1) que para cada hidrología h_j la cota final c_T es función de la extracción e_T , la hidrología h_j a través de a_j y de la cota inicial c_{T-1} , viz. una función $c(e_T, h_j, c_{T-1})$. A su vez, cada cota final tiene asociado un valor del agua, $\lambda_T^*(c_T)$. Por lo tanto, a cada nivel de extracción del Laja en el último mes se le puede asociar un valor del agua componiendo las funciones, es decir

$$\lambda_{T-1}(e_T; h_j, c_{T-1}) \equiv \frac{\lambda_T^*[c(e_T; h_j, c_{T-1})]}{1.1^{1/12}},$$

donde $1.1^{1/12}$ considera que los costos se actualizan a tasa 10% anual. $\lambda_{T-1}(e_T; h_j, c_{T-1})$ es la curva de valor del agua al final del mes $T - 1$, y, por ende, al principio del mes T , si la hidrología es h_j y la cota inicial es c_{T-1} (es decir, es parametrizada por la hidrología y la cota inicial). Como ya se dijo, existen ($\#cotas \times 40$) curvas de valor del agua, una para cada combinación de cota e hidrología.

Ahora bien, para cada combinación (h_j, c_{T-1}) de cota al inicio del mes T e hidrología durante el mes T (donde $j = 1, 2, \dots, 40$) resultará un uso óptimo del Laja $e_T^*(c_{T-1}, h_j)$ (donde ‘*’ denota ‘óptimo’) y un valor del agua al comenzar el mes T , o, equivalentemente, finales del mes $(T - 1)$, definido por

$$\lambda_{T-1}^*(c_{T-1}, h_j) \equiv \lambda_{T-1}[e_T^*(c_{T-1}, h_j); h_j, c_{T-1}].$$

Nótese que $\lambda_{T-1}^*(c_{T-1}, h_j)$ es el valor tal que se iguala el costo presente con el valor del agua en la

figura 4 porque $e_T^*(c_{T-1}, h_j)$ es óptimo.

Para cada combinación (c_{T-1}, h_j) , estos valores se pueden agrupar en dos matrices, respectivamente $[\mathcal{E}_T^*(c_{T-1}, h)]$ y $[\Lambda_{T-1}^*(c_{T-1}, h)]$, cada una de orden $(\#cotas \times 40)$. Por último, para cada cota se puede calcular el valor promedio del agua embalsada en el lago Laja al final del mes $T - 1$, que es igual a

$$\bar{\lambda}_{T-1}^*(c_{T-1}) = \frac{1}{40} \sum_{j=1}^{40} \lambda_{T-1}^*(c_{T-1}, h_j), \quad (3.2)$$

y cuya importancia se apreciará en breve. Nótese que $\bar{\lambda}_{T-1}^*(c_{T-1})$ también es decreciente en el nivel de la cota, porque cada uno de los $\lambda_{T-1}^*(c_{T-1}, h_j)$ lo es.

Para los restantes meses $(1, 2, \dots, T - 1)$ la función de valor del agua se obtiene de la optimización. ¿Cómo? Si el mes t cae entre abril y septiembre (antes de los deshielos) se le asocia a cada cota final del mes $t - 1$ su valor *promedio*, $\bar{\lambda}_{t-1}(c_t)$; en otras palabras, se modela como si el caudal en el mes presente no diera información acerca de la hidrología en el mes siguiente, suponiéndose que cada una de las 40 hidrologías es equiprobable. En ese caso la curva del valor del agua en función de la extracción del Laja se obtiene de manera similar a lo descrito para el mes T . El resultado es una curva

$$\lambda_{t-1}(e_t; h_j, c_{t-1}) \equiv \frac{\bar{\lambda}_t^*[c(e_t; h_j, c_{t-1})]}{1.1^{1/12}},$$

con $\bar{\lambda}_t^*$ determinado como en la expresión (3.2).

Por otro lado, si el mes t cae dentro del período de los deshielos, es decir entre octubre y marzo, se supone que la hidrología del mes siguiente $(t + 1)$ es la misma que la del mes presente (h_j) , y el valor asociado a la cota c_t es $\lambda_t(c_t, h_j)$. Así, la curva de valor del agua es la función

$$\lambda_{t-1}(e_t; h_j, c_{t-1}) \equiv \frac{\lambda_t^*[c(e_t; h_j, c_{t-1}), h_j]}{1.1^{1/12}}.$$

Luego se optimiza y se obtiene, para cada combinación de cota inicial e hidrología la extracción óptima del lago Laja. Tal como en el mes T , los resultados se agrupan en las matrices $[\mathcal{E}_t^*(c_{t-1}, h)]$ y $[\Lambda_{t-1}^*(c_{t-1}, h)]$, y el procedimiento se repite hasta llegar al primer mes, distinguiendo siempre el período antes del deshielo del período de deshielo. El resultado final de la etapa de optimización es un par de secuencias de matrices $([\mathcal{E}_t^*(c_{t-1}, h)])_{t=1}^T$, $([\Lambda_{t-1}^*(c_{t-1}, h)])_{t=1}^T$. Estas matrices se ocupan luego para simular la operación del sistema.

Resta por explicar de dónde viene la función de valor del agua del mes final, $\lambda_T^*(c_T)$. En nuestros ejercicios el horizonte de planeamiento será de siete años, y la función del valor del agua $\lambda_T^*(c_T)$ se tomará de la optimización del modelo GOL que se usa para fijar el precio de nudo (la práctica usual del CDEC). La filosofía de este modelo es similar a la del Omsic, pero es más grueso en el sentido que sus períodos no son mensuales sino trimestrales y contempla sólo dos bloques de demanda²¹.

²¹Para más detalles sobre el modelo GOL, véase Olmedo (2001).

Una manera alternativa (que es la que se usa para resolver el modelo GOL) consiste en agregarle tres años adicionales al horizonte de planeamiento y hacer una optimización considerando sólo tres hidrologías (seca, media y húmeda), suponiendo que al final del último año el valor del agua es cero. De esta forma se “resuelve” el problema práctico que supone el que en la práctica el horizonte sea indefinido (¡esperamos que el SIC dure bastante más que 13 años!) porque es obvio que si el agua vale nada al final del período, lo conveniente es, ya sea usar las centrales del lago Laja a plena capacidad, o bien usar toda el agua que se encuentre en el embalse, o bien usar únicamente las centrales del lago Laja, y esto independientemente de la cota inicial. El costo de este supuesto en términos de precisión no es alto porque la optimización supone que la tasa social de descuento anual es 10%, lo que implica que los flujos de costo que ocurren en el futuro no importan mucho hoy (ni tampoco en los próximos dos años, período de nuestros ejercicios) si el horizonte es suficientemente largo. Una vez realizada esta optimización en los tres años adicionales, se obtiene una función de valor del agua al comienzo del período de tres años adicionales (o, lo que es lo mismo, al final del horizonte de planeamiento) $\lambda_T(c_T)$ y se procede tal como se describió anteriormente.

Ejemplo A continuación presentamos un ejemplo simple a fin de mostrar las matrices relevantes. Si el número de cotas fuera cuatro, y el de hidrologías tres, la matriz de energía es

$$\mathcal{E}_t^*(c_{t-1}, h) \equiv \begin{bmatrix} e_t^*(1, 1) & e_t^*(1, 2) & e_t^*(1, 3) \\ e_t^*(2, 1) & e_t^*(2, 2) & e_t^*(2, 3) \\ e_t^*(3, 1) & e_t^*(3, 2) & e_t^*(3, 3) \\ e_t(4, 1) & e_t(4, 2) & e_t(4, 3) \end{bmatrix}$$

donde $e_t^*(1, 2)$ es la cantidad óptima de energía a ser generada con agua embalsada en el mes t si la cota del lago Laja es c_1 y la hidrología es h_2 . La matriz de valores del agua es:

$$\Lambda_{t-1}^*(c, h) \equiv \begin{bmatrix} \lambda_{t-1}^*(1, 1) & \lambda_{t-1}^*(1, 2) & \lambda_{t-1}^*(1, 3) \\ \lambda_{t-1}^*(2, 1) & \lambda_{t-1}^*(2, 2) & \lambda_{t-1}^*(2, 3) \\ \lambda_{t-1}^*(3, 1) & \lambda_{t-1}^*(3, 2) & \lambda_{t-1}^*(3, 3) \\ \lambda_{t-1}^*(4, 1) & \lambda_{t-1}^*(4, 2) & \lambda_{t-1}^*(4, 3) \end{bmatrix}$$

Nótese que las hidrologías y las cotas posibles son independientes de t . Finalmente, el valor promedio del agua como función de la cota c_i es

$$\bar{\lambda}_{t-1}^*(c_i) = \frac{1}{3} \sum_{j=1}^3 \lambda_{t-1}^*(c_i, h_j),$$

el que se ocupa para valorar el agua si t cae entre abril y septiembre. Por otro lado, si $t + 1$ cae entre octubre y marzo, y la hidrología en t es, supongamos, h_2 , el valor del agua como función de la cota es $\lambda_{t-1}^*(c_i, h_2)$. ■

3.2. Etapa de simulación

Nótese que las matrices calculadas en la etapa de optimización entregan la cantidad de agua embalsada que se debe usar en cada mes como función de la cota inicial del lago Laja y de la hidrología. Luego, para conocer la política óptima de uso del agua del Laja en el mes t basta con conocer la cota inicial del lago Laja y la hidrología. Esta energía se asigna de manera de igualar los costos marginales entre los cinco bloques de demanda²². La generación del resto de las centrales térmicas disponibles en el mes t se obtiene restándole a la demanda remanente la generación del Laja. Si la energía total es insuficiente para servir a la demanda remanente en uno o más bloques de demanda, el modelo predice un déficit.

Para ilustrar cómo se construye la simulación que usamos para evaluar qué tan probable es una falla en los próximos dos años hidrológicos (en nuestro caso, los años 2002-3 y 2003-4) consideremos el escenario extremo que reportamos más abajo, tal que en cada uno de los años 2002-3 y 2003-4 se repite la hidrología de 1998-99, el más seco de la estadística. Dada la cota inicial del lago Laja en el mes de abril de 2002 (denotémosla por $c_{4/2}$), el elemento $e_{4/2}^*(c_{4/2}, h_{1998-99})$ de la matriz $\mathcal{E}_{4/2}^*(c, h)$ indica el uso óptimo del agua del Laja. Como se dijo en el párrafo anterior, la operación de las restantes centrales térmicas se obtiene restándole a la demanda remanente la generación del lago Laja; si toda la capacidad térmica disponible no es suficiente para surtir la demanda remanente, el modelo indica una falla en abril del 2002. Al mismo tiempo, de la operación de las centrales térmicas es posible obtener el costo marginal en abril de 2002.

Dada el agua ingresada en el lago Laja en abril con la hidrología del año 1998-99, denotada por $a_{1998-99}^{\text{abril}}$, se puede calcular la cota inicial del lago Laja en mayo. Esta corresponde a la cota inicial en abril, más el agua ingresada y menos las extracciones. Vale decir, la cota inicial simulada para mayo de 2002 es

$$c_{5/2} = c_{4/2} + a_{1998-99}^{\text{abril}} - e_{4/2}^*(c_{4/2}, h_{1998-99}^{\text{abril}}).$$

Así, la extracción de agua del Laja en mayo se obtiene del elemento $e_{5/2}^*(c_{5/2}, h_{1998-99}^{\text{mayo}})$ de la matriz $\mathcal{E}_{5/2}^*(c, h)$, de lo que se puede obtener la generación térmica, la profundidad de la falla si la hubiera, el costo marginal y la cota del Laja. Y así sucesivamente.

El caso de dos hidrologías 1998-99 seguidas será ocupado más abajo como uno de los indicadores de la situación de abastecimiento. El segundo ejercicio consiste en obtener una medida de la probabilidad con que ocurrirán fallas en los siguientes dos años hidrológicos. Para evaluarlo, sorteamos aleatoriamente 1.000 secuencias de hidrologías para los próximos dos años hidrológicos, y, para cada una de ellas simulamos la operación del sistema, tal como se explicó más arriba, por dos años seguidos. De cada una de las 1.000 simulaciones computamos para cada uno de los meses la energía fallada, y luego reportamos los siguientes estadísticos: (a) la energía total fallada en promedio en el mes; (b) su desviación estándar; y (c) la fracción de simulaciones en que ocurrió

²²El costo marginal es el mismo para todos los bloques horarios en que se usa agua embalsada del lago Laja. Podría ser menor en algún bloque que en otro, pero en ese caso no se ocupa agua embalsada. Por ello, para obtener los costos marginales por bloque horario es necesario revisar el llenado de la demanda remanente.

déficit.

3.3. ¿En qué difieren nuestras simulaciones de la operación tal como se haría en la realidad?

Para finalizar esta sección explicamos brevemente la diferencia entre la operación real del sistema y las simulaciones que reportamos más abajo.

La primera diferencia es que en la práctica el CDEC calcula todas las semanas una nueva secuencia de matrices $([\mathcal{E}_t^*(c, h)]_{t=1}^{\text{último}})$, porque la operación se optimiza cada semana. Esto permite actualizar la información sobre demanda, hidrología, precio de los combustibles, etc. Nuestro ejercicio, por contraste, simula la operación real del sistema con las matrices estimadas hoy, porque hacerlo como la operación real aumentaría considerablemente el costo computacional sin cambiar apreciablemente los resultados.

En segundo lugar, entre abril y septiembre se optimiza la primera semana de operación tomando como un dato determinístico los caudales observados. Esto implica que la demanda remanente de la semana presente se supone conocida, y a partir de la semana siguiente se supone que cada una de las 40 hidrologías es equiprobable y se optimiza tal como lo describimos en la sección 3.1. Por contraste, por razones obvias nuestros ejercicios suponen que sólo se pueden dar una de las 40 hidrologías de la estadística.

En tercer lugar, entre octubre y marzo se optimiza tomando como determinístico el caudal de lo que quede del período de deshielos que termina en marzo. La proyección de deshielos indica una curva de caudales, y esta curva es la que se utiliza como hidrología en el resto del período de deshielo. A partir de abril del siguiente año hidrológico, la optimización se hace suponiendo que cada una de las 40 hidrologías es equiprobable. Nosotros trabajamos con las 40 hidrologías y no con las hidrologías que se darán efectivamente.

Por último, en la operación real las 40 hidrologías se van actualizando año a año sustituyendo la primera por la más reciente. Por ejemplo, este año se eliminó la de 1959-60 y se sustituyó por la de 1999-00. Nuestros ejercicios no hacen esa sustitución.

4. Abastecimiento eléctrico durante los próximos dos años

En esta sección usamos el modelo Omsic para evaluar la situación de abastecimiento de los próximos dos años hidrológicos, 2002-3 y 2003-4. Partimos describiendo los supuestos y las fuentes de datos.

4.1. Los supuestos y las fuentes de datos de la optimización

El horizonte de planeamiento El estudio se hizo con el modelo Omsic. La versión usada modela la variación horaria de la demanda a través de una curva de duración de la demanda de cinco bloques, para un horizonte de siete años. Al final de los siete años se empalma con el modelo GOL mediante la curva de valor estratégico a fines del horizonte del estudio. Este procedimiento corresponde a la práctica del CDEC cuando elabora el programa de la operación del sistema. La

optimización del modelo GOL se hizo con un horizonte de planeamiento de 10 años, más tres adicionales para moderar la distorsión que implica suponer que el valor estratégico del agua es cero en algún momento.

La proyección de demanda para el horizonte de planeamiento El caso base corresponde a la proyección de demanda que hizo la CNE cuando fijó el precio de nudo en abril de 2001 (véase el cuadro 2). Esta proyección de consumo supone una tasa media de crecimiento de 8,2% anual. Para examinar la sensibilidad de los resultados a la proyección de la demanda, estudiaremos también un escenario alternativo en que:

- El consumo de energía del año 2001 es menor al proyectado por la CNE (30.410 GWh vs. 31.252 GWh).
- El consumo crece a tasas menores durante los dos primeros años (6,5% vs. 7,5% del 2001 al 2002 y 8,4% vs. 9,3% del 2002 al 2003), pero luego crece a tasas similares.

En concreto, el escenario alternativo implica que el consumo de energía es alrededor de 4% inferior entre 2002 y 2004 y alrededor de 3% inferior en el resto del horizonte al supuesto por la CNE. En cualquier caso, cabe notar que las tasas de expansión de la demanda supuestas por la CNE son muy improbables en el corto plazo porque requieren que la economía recupere tasas de crecimiento cercanas a las del período 1986-1997 (alrededor de 7% anual), bastante mayores que las que actualmente estiman los analistas independientes.

Los bloques horarios La demanda total proyectada de energía de cada mes se ha repartido en cinco bloques horarios. En cada uno de ellos se supone que la demanda por potencia es pareja, pero difiere entre bloques. Las diferencias de potencia demandada entre bloques aproximan las curvas de carga observadas empíricamente. La demanda de cada bloque es representada como un porcentaje de la demanda del bloque de punta y su duración se expresa en horas.

Esta partición más fina de la cantidad total de energía permite distinguir entre períodos de punta y de fuera de punta. La principal ganancia es capturar el hecho que las restricciones de capacidad impiden traspasar ciertas energías entre bloques, lo que permite detectar con mayor precisión las posibles fallas de suministro. Por ejemplo, si una central de embalse vierte a las 7 AM (es decir, bota agua porque se rebalsó), esa energía no se puede usar a las 7PM. Este hecho queda capturado por la optimización y la simulación únicamente si se divide la demanda en bloques.

La energía que aportan las centrales de pasada y de embalse en cada una de la 40 hidrologías Los caudales de los ríos se transforman a energía y se obtienen *matrices de energía generable*. Estas matrices son de orden 40×12 (40 años hidrológicos, cada uno de 12 meses). Por ejemplo, la entrada (1971-72, 08) de la matriz es la cantidad de energía que hubieran generado las centrales de pasada durante el mes de agosto del año hidrológico 1971-72. Se utilizaron las matrices de los años hidrológicos 1959-60 a 1998-99 elaboradas por el CDEC.

La energía que aportarán las centrales que utilizan agua del resto de los embalses del SIC (Colbún, Cipreses, Camutillar y Rapel) también se resume en matrices de energía generable. Para hacer los ejercicios hemos trabajado con matrices mensuales de largo plazo calculadas por el CDEC-SIC. Grosso modo, esto equivale a suponer que la generación de cada central durante el mes es igual a la energía generable con el flujo de agua que entra al embalse en el mes para cada hidrología, sin que se genere nada del stock del agua en el embalse entre inicios y fines del año hidrológico. Nótese que esto subestima la cantidad de energía que se puede empuntar y por lo tanto exagera la probabilidad y magnitud del déficit.

Como se explicó, a diferencia de las centrales de pasada, el agua de estas centrales se puede “empuntar” (es decir, su energía se puede trasladar desde horas en que el costo marginal es bajo a horas de punta en que el costo marginal es alto). Para efectos de representar el empuntamiento de los embalses, a cada uno se le asignó una *prioridad de empuntar*, de forma de distribuir la energía de la matriz de energía generable a los bloques de mayor demanda según la capacidad de regulación de cada embalse.

La energía en el Laja La simulación de la operación se hizo tomando como base la cota del Lago Laja a inicios de septiembre de 2001 que alcanzó a 1.342,06 m.s.n.m.

La disponibilidad de centrales térmicas Las centrales térmicas fallan intempestivamente. Para incorporar este hecho se ha ajustado la capacidad de cada central multiplicándola por $(1 - \text{tasa de falla})$. Nótese que en la práctica la central está disponible o no lo está, por lo que claramente esta es una aproximación imperfecta. La fuente de las tasas de falla es la fijación de precio de nudo de abril de 2001 realizada por la CNE.

La entrada de centrales La entrada proyectada de centrales afecta la operación del sistema directamente por los aportes de energía que ellas entregan; pero también indirectamente, porque afectan la operación óptima del embalse del lago Laja. Por ejemplo, el anuncio de una nueva central reduce el valor de guardar agua, y lleva a que hoy se genere más con agua embalsada.

El plan de entrada de centrales (o *plan de obras*) supuesto en el caso base se aprecia en el cuadro 3. Es el que usó la CNE cuando fijó el precio de nudo en abril de 2001, pero se corrigió la entrada en servicio de la central Ralco: el plan de la CNE la hacía entrar en julio de 2003, mientras que nuestras simulaciones suponen que la entrada ocurre en enero de 2004. Es importante notar el plan de obras de largo plazo no es determinante porque la entrada proyectada de centrales se calza con el crecimiento de la demanda proyectado. Vale decir, si, por ejemplo, a partir del año cinco la demanda creciera más lento, la entrada de centrales se espaciaría. Por contraste, los resultados dependen mucho más fuertemente de la entrada de centrales en construcción o anunciadas para los próximos dos o tres años.

Al caso base se le agregaron dos proyectos anunciados recientemente. Primero, Colbún anunció la entrada de una central de ciclo combinado en dos etapas. Hemos supuesto que el ciclo abierto

entra en abril de 2003 (200 MW de potencia) y el ciclo combinado en abril de 2004 (370 MW de potencia)²³. Gener anunció la reconversión de la central Renca vapor-diesel a partir de abril de 2003 y que agregará 100 MW de capacidad.

Las salidas de centrales por mantenimiento programado Las centrales deben retirarse de servicio periódicamente para realizar mantenimiento. La información utilizada corresponde a los mantenimientos típicos utilizados por el CDEC-SIC: 15 días al año las centrales a gas y 20 días al año las carboneras.

El precio de los combustibles Se supone que el precio de los combustibles es constante durante los diez años optimizados. Nótese que esto no es un mal supuesto, en vista que la operación del sistema se hace suponiendo lo mismo; vale decir, en la práctica las matrices de la etapa de optimización se obtienen suponiendo que el precio de los combustibles es constante en todo el período (aunque cada vez se usa el precio presente de los combustibles).

4.2. Los ejercicios e indicadores

El primer tipo de ejercicios reportados consiste en evaluar la probabilidad con que ocurrirán déficit en los siguientes dos años hidrológicos. Para hacerlo, partimos sorteando aleatoriamente 1.000 secuencias de hidrologías de la siguiente forma. Para cada mes entre abril y septiembre de cada uno de los dos años sorteamos aleatoriamente una de las 40 hidrologías. Similarmente, para cada uno de los períodos de deshielo (octubre a marzo) sorteamos una hidrología aleatoriamente entre las 40. En todos los casos, la probabilidad de con que se elige cada hidrología es $\frac{1}{40}$. Nótese, por lo tanto, que sorteamos siete hidrologías cada año. El resultado son 1.000 secuencias de hidrologías.

Luego, para cada una de las 1.000 secuencias simulamos la operación del sistema mes a mes usando las matrices obtenidas de la etapa de optimización (ver los detalles en la sección 3). De cada una de las 1.000 simulaciones computamos para cada uno de los meses la energía fallada, y luego reportamos los siguientes estadísticos para cada mes del año hidrológico respectivo: (a) la energía total fallada en promedio en las 1.000 simulaciones (en GWh); (b) su desviación estándar; (c) el coeficiente de variación; (d) la fracción de simulaciones en que ocurrió un déficit de al menos 1% de la demanda, i.e. la probabilidad de que ocurra un déficit; (e) la cota promedio del lago Laja; (f) el costo marginal promedio.

El segundo tipo de ejercicios consiste en estudiar la operación del sistema para una secuencia de hidrologías dada. Hemos elegido reportar el caso extremo, en que durante 2002-3 y 2003-4 se suceden dos hidrologías como las de 1998-99; y un caso medio en que durante 2002-3 y 2003-4 se suceden dos hidrologías como la mediana de las 40 hidrologías, que corresponde a la de 1963-64. En ambos ejercicios reportamos, para cada mes de los siguientes dos años hidrológicos (a) la

²³La potencia de 370 MW se obtuvo de lo solicitado por Codelco en su reciente licitación de contrato de abastecimiento eléctrico, la que ganó Colbún. Colbún anunció que hará esa central de ciclo combinado partiendo en abril de 2003 con un ciclo abierto.

energía total fallada (en GWh); (b) la cota del lago Laja; (c) el costo marginal. Nótese que es extremadamente improbable que ocurran dos hidrologías como la de 1998-99 seguidas. Suponiendo que en el período abril–septiembre las hidrologías son estadísticamente independientes, mientras que durante el deshielo la hidrología es igual para todo el período, la probabilidad es del orden de $\frac{1}{40^{14}}$, es decir, prácticamente 0. Por lo tanto, el caso extremo se eligió sólo para obtener una cota superior de la magnitud de un déficit, aunque estimamos que es muy improbable.

El tercer ejercicio consiste en estimar cuánta potencia adicional *transitoria* (es decir, que se instala sólo mientras dura el déficit para evitar pagar el costo de falla o compensaciones por obligaciones contractuales, y que se retira cuando termina el déficit) que sería necesaria para eliminar los déficit en el caso de una sucesión de dos hidrologías como las de 1998-99. Computamos dos indicadores de la potencia requerida para eliminar el déficit.

- La potencia *máxima*. En cada mes en que nuestras simulaciones predicen déficit se estima la potencia que hubiera sido necesaria para eliminarlo en el bloque de mayor demanda (recordar que la demanda mensual se divide en cinco bloques). Luego, tomamos el mes en que se registra la máxima potencia adicional transitoria requerida para eliminar déficit, y ese es nuestra potencia adicional transitoria requerida para eliminar el déficit

Este indicador simple sobrestima la necesidad de potencia requerida, porque supone que la capacidad transitoria se ocupa únicamente para generar cuando hay déficit. Sin embargo, la capacidad adicional transitoria se puede usar en meses de menor déficit para ahorrar agua embalsada y desplazarla a los meses de mayor déficit, disminuyendo así los requerimientos de potencia adicional. Por eso, computamos un segundo indicador:

- La potencia *promedio*. Ésta supone que la capacidad térmica se usa en horas de menor déficit liberando agua embalsada que se desplaza hacia los meses de mayor déficit reduciendo así la potencia adicional transitoria requerida para eliminar el déficit.

En todos los casos suponemos un factor de carga de 80%. Esto implica que la turbina de emergencia opera durante 19 horas diarias.

Los indicadores propuestos también sobrestiman la cantidad de potencia adicional transitoria requerida porque en situaciones de déficit el Estado puede liberar parte del agua embalsada destinada a riego. De hecho, durante la crisis pasada se entregaron alrededor de 500 GWh adicionales²⁴.

Por último, es importante distinguir esta capacidad adicional transitoria de la capacidad permanente (vale decir, que se instala y permanece independientemente de la situación de abastecimiento) que sería necesaria para eliminar los déficit. Una estimación de este tipo es materia de otro trabajo (Galetovic, Olmedo y Soto [2001]), porque la capacidad permanente altera el uso óptimo del agua del Laja en todos los estados, cambiando con ello la probabilidad de un déficit. Como

²⁴Sobre el particular, véase a Díaz et al. (2000). Cabe notar que en esa ocasión el agua se usó ineficientemente porque el Estado la vendió a un precio muy inferior a su costo de oportunidad.

se argumenta más abajo y en el trabajo complementario citado, lo consistente con el sistema de precios vigente es el ejercicio que reportamos en este trabajo.

4.3. Resultados: el caso base

Lo que dicen las simulaciones El cuadro 4 muestra los resultados de una corrida de 1.000 simulaciones del caso base, vale decir, aquel supuesto por la CNE para fijar los precios de nudo en abril de 2001. La primera fila muestra el déficit promedio o esperado. La cuarta fila indica la probabilidad de que en el mes respectivo ocurra un déficit mayor o igual que el 1% de la demanda. Finalmente, las dos últimas filas muestran la cota promedio del lago Laja y el costo marginal promedio.

A primera vista, la situación que retrata el cuadro 4 no es desesperada, pero tampoco parece holgada. Los resultados indican que, en promedio, el déficit será algo menos que 53 GWh en 2002-3 y poco más de 80 GWh en 2003-4 (para tener una idea del orden de magnitud de estas cantidades, nótese que la demanda proyectada para el año hidrológico 2002-3 es poco menos de 34.400 GWh y el déficit agregado durante toda la crisis de 1998-1999 fue de 450 GWh). El mes con mayor incidencia de déficit es junio de 2004—la fracción de las simulaciones que arrojan un déficit de a lo menos 1% de la demanda es 0.11 (11%)—. De hecho, la probabilidad de déficit aumenta considerablemente a partir febrero de 2003 (el final del deshielo) y, con la excepción de abril y agosto, se mantiene por sobre 0.05 hasta octubre. Y cuando se miran ambos años hidrológicos conjuntamente se concluye que la probabilidad que ocurra déficit es menor que 0.01 (ó 1%) en ocho de los 24 meses.

Un aspecto interesante del cuadro 4 es que el coeficiente de variación de la falla promedio suele ser muy alto (mayor que tres en todos los meses en que ocurren fallas). Esto indica que el promedio reportado en el cuadro esconde secuencias de hidrologías con fallas de magnitud apreciablemente mayor. Así, es conveniente evaluar qué ocurre en casos en que se suceden años extremadamente secos, porque se obtiene una cota superior de la gravedad de una escasez. Por ello, en el cuadro 5 reportamos qué ocurriría si se suceden dos años con una hidrología como la de 1998-99 (en cuadro A1 del apéndice se presenta un ejercicio análogo pero esta vez suponiendo que se suceden dos hidrologías como la de 1968-69, el segundo año más seco de la estadística).

El cuadro 5 muestra que con dos hidrologías seguidas como la de 1998-99 la situación de abastecimiento en el caso base sería muy difícil. Los déficit comienzan en agosto de 2003 (82,2 GWh) y continúan durante el casi todo el deshielo, con la excepción de diciembre de 2003. En total, durante 2002-3 el déficit supera los 1.300 GWh, casi el triple del déficit en toda la crisis de 1998-1999. El siguiente año hidrológico se inicia en abril del 2003 con el Laja casi vacío en 1313.4 m.s.n.m., y el resultado de otra hidrología muy seca parece desastroso, pues el déficit agregado supera los 4.800 GWh, más del 13% del consumo proyectado durante el año hidrológico.

El escenario extremo representa inadecuadamente la situación de abastecimiento Sin embargo, este escenario es extremo y muy improbable, y sería inapropiado juzgar la situación de abastecimiento a partir de él. Una de las razones es que si se repite el ejercicio, ahora con la

mediana de la estadística hidrológica (la hidrología de 1963-64) se aprecia en el cuadro 6 que la situación es muy distinta. Si bien ocurrirían déficit en mayo y junio de 2004, la relativa holgura de la situación de abastecimiento se aprecia en que la cota del Laja se mantiene casi siempre por sobre los 1.335 m.s.n.m. (con la excepción de julio y agosto de 2004, en que cae marginalmente por debajo de ese valor) y en que, con la excepción de los meses de mayo y junio de cada año, el costo marginal promedio se mantiene por debajo de los 22 mills durante todo el período.

Pero la razón de fondo de por qué este caso extremo no refleja adecuadamente lo que ocurriría en caso que se sucedan hidrologías muy secas es que si ello ocurriera, muy probablemente se agregaría capacidad de emergencia. Para que esto ocurriera no sería necesario “forzar” a las empresas deficitarias a hacerlo, sino que hacer funcionar el sistema de precios que está en la ley vigente: hacer operar el mecanismo de compensaciones por energía no servida y dejar que el precio spot alcance el costo de falla²⁵. De hecho, durante la crisis de 1998-99, y a pesar de que estos incentivos se hicieron funcionar muy pobremente, Endesa agregó 450 MW de potencia a partir de febrero de 1999, lo cual le permitió generar hasta 9 GWh diarios adicionales²⁶.

El resultado de nuestro ejercicio simple indica que, aún en el caso extremo de dos hidrologías 1998-99 seguidas, serían suficientes poco más de 560 MW de potencia adicional transitoria promedio (es decir, usándola también en meses de menor déficit para sustituir generación con agua embalsada) para eliminar *todos* los déficit de abastecimiento²⁷. Vale decir, con capacidad adicional transitoria equivalente a la que se instaló durante la crisis pasada se evitaría completamente el déficit de energía que ocurría si se sucedieran *dos* hidrologías como las que causaron la crisis. Esto indica que la situación de abastecimiento dista mucho de ser crítica. Antes bien, parece razonablemente holgada.

Dos lecciones más generales sobre el SIC Hay dos lecciones más generales que se pueden obtener del caso base. Una se aprecia en la figura 5, en la que mostramos las probabilidades de déficit en cada uno de los meses del año 2003-4 *condicional* a que en 2002-3 ocurra la hidrología de 1968-69 (la segunda más seca de la estadística) y la comparamos, en cada mes, con la probabilidad incondicional (vale decir, aquella que se obtiene de las 1.000 simulaciones reportadas más arriba). Lo que muestra este gráfico es que la probabilidad de déficit aumenta mucho luego de un año muy seco, sobre todo entre abril y julio. Por ejemplo, la probabilidad incondicional que ocurra déficit en abril de 2003 es menor que 1% (0.002); sin embargo, si ocurre una sequía en 2002-3 como la de 1968-69, esa probabilidad aumenta a 0.424 (casi en uno de cada dos casos). Una vez que llegan el invierno y las lluvias, (agosto–octubre) las probabilidades de falla son similares, pero vuelven a separarse durante el deshielo entre noviembre y abril. ¿Indica esto que el sistema eléctrico chileno

²⁵Sobre el mecanismo de compensaciones y el funcionamiento del mercado spot véase Díaz et al. (2000, 2001). Cabe mencionar que las compensaciones deben ser pagadas por los generadores contratados por la distribuidora respectiva. Si la distribuidora opera sin contratos (como ha ocurrido en el último tiempo) el mecanismo no puede operar.

²⁶véase Díaz et al. (2000), Fischer y Galetovic (2000) y Galetovic (2000).

²⁷La potencia “máxima” (es decir, aquella que sólo se usa para eliminar el déficit proyectado sin sustituir generación con agua embalsada) es 1159,2 MW

actual es inherentemente vulnerable? En la última sección de este trabajo argumentamos que no.

La segunda lección más general es que algunos meses de déficit podrían ocurrir aún en casos que la situación de abastecimiento sea relativamente holgada, medida tanto por la hidrología como por la cota del lago Laja, como se aprecia en el caso con dos hidrologías medianas seguidas. Esto podría aparecer algo contradictorio, pero la contradicción no es tal. La razón es que la optimización es estocástica y la hidrología de 1963-64 es inusualmente seca en mayo y junio. El modelo, reconociendo eso, dicta un uso más prudente del agua embalsada en aquellos meses, lo que hace aumentar el costo marginal del sistema. Como se aprecia en el cuadro 6, una vez que se comprueba que la sequía no es tal (en julio) la operación del sistema vuelve a ser normal, el costo marginal vuelve a niveles moderados y se comienza a acumular agua en el lago Laja.

La relativa holgura de la situación de abastecimiento con una hidrología media se aprecia simulando la operación del sistema con dos hidrologías 1969-70 seguidas, la que es algo más seca que la de 1963-64 si se suma la energía hidráulica de todo el año (véase el cuadro A2 del apéndice)²⁸. ¡En ese caso no ocurren déficits en ningún mes! Podría parecer sorprendente que con una hidrología más húmeda ocurran déficits, y con otra más seca no, pero esto ilustra, nuevamente, la naturaleza aleatoria de la optimización con que se opera el sistema. Lo que ocurre es que la hidrología de 1963-64, si bien más húmeda en el año completo, incluye dos meses particularmente secos, que es cuando ocurren déficits.

La importancia de esta observación es que muestra que los déficits proyectados no son necesariamente reflejo de que la situación de abastecimiento es “desesperada”, ni tampoco de vulnerabilidad inherente del sistema. La aleatoriedad de la hidrología impone que la decisión de cuánta agua embalsada usar se haga considerando distintos escenarios con hidrologías muy distintas. Un mes particularmente seco (como lo fueron mayo y junio de 1963) llevaría a guardar agua en anticipación de una sequía. Si ella no ocurre, el sistema vuelve a operar holgadamente. Por ello, es inadecuado evaluar la situación de abastecimiento a partir de una simulación con una sola hidrología.

4.4. ¿Qué tan probable es una nueva crisis?

Con los supuestos de la CNE la situación de abastecimiento no es desesperada, aún bajo condiciones extremas una vez considerada la posibilidad que se instale capacidad adicional transitoria. Sin embargo, como se dijo anteriormente, los supuestos de la CNE son “exigentes”: durante este año la demanda ha crecido bastante más lentamente a consecuencia de la caída de la tasa de crecimiento de la economía y cuando fijó los precios de nudo en abril de este años supuso que en los próximos dos años sólo entraría la central Ralco (que, por lo demás, no es muy útil cuando la hidrología es muy seca). A continuación reportamos una serie de ejercicios menos exigentes.

²⁸Con la hidrología de 1963-64 es posible generar 22.149 GWh; con la de 1969-70 solamente 21.568. Ordenadas de menor a mayor, la hidrología 1963-64 es la número 20 (la mediana de las 40) mientras que la de 1969-70 es la número 17.

La demanda crece más lento El primero consiste en suponer que la demanda crece más lentamente. El cuadro A3 (que está en el apéndice) muestra que el sólo crecimiento más lento de la demanda disminuye considerablemente la incidencia de déficit. Como se aprecia en el cuadro 7a, el déficit esperado disminuye a 14,8 GWh en 2002-3 y 23,2 GWh en 2003-4 (contra, respectivamente, 52,8 GWh y 80,6 GWh en el caso base) y, salvo en marzo de 2003, la probabilidad de déficit nunca se empina por encima de 0.041. Más aún, en 16 de los 24 meses la probabilidad de déficit es menor a 0.01 ó 1%. La crisis sería severa si ocurrieran dos hidrologías seguidas como la de 1998-99, pero como se aprecia en el cuadro 7b, relativo al caso base, su magnitud cae en alrededor de tercio (753 GWh vs. 1.313,8 en 2002-3; y 3.541,8 GWh vs. 4.881,5 en 2003-4). Más aún, como se aprecia en el cuadro 8, bastarían poco más de 400 MW de potencia adicional transitoria promedio para eliminar por completo los déficit²⁹. Y, en cualquier caso, si se sucedan dos hidrologías medianas no ocurriría déficit alguno.

Se podría argumentar que la situación más holgada de abastecimiento a consecuencia de un crecimiento más lento que lo esperado de la demanda no refleja fortaleza alguna del sistema sino meramente un hecho fortuito. Pero ello supone que la proyección de la CNE, que supone tasas de crecimiento muy aceleradas del PGB, es la correcta. Tal vez la postergación de las inversiones no sea sino una respuesta racional de las empresas a las condiciones menos prósperas de la economía chilena —cuando el país crece más lento, la demanda por electricidad también crece más lento y es apropiado invertir más lentamente—.

La entrada de ciclos combinados anunciados por Colbún y Gener El efecto es similar si, en vez de ajustar la proyección de la demanda, se incluye la central de ciclo combinado anunciada por Colbún y la conversión de la central Renca a un ciclo combinado anunciada por Gener para abril de 2003, aún cuando, como era de esperar, el grueso de la reducción ocurre durante el segundo año. Como se aprecia en el cuadro 7a (véase también el cuadro A4 en el apéndice), la sola entrada de estas centrales hace que el déficit esperado o promedio baje ya en 2002-3 (a 32,1 GWh) y casi desaparezca en 2003-4 (8,8 GWh). En el caso extremo (dos hidrologías seguidas como en 1998-99), el déficit se reduce marginalmente en 2002-3 a 1.207,7 pero baja a casi la mitad en 2003-4, de 4.881,5 GWh a 2.471,4 GWh. Y, como se aprecia en el cuadro 8, bastarían a lo más 282 MW de potencia adicional transitoria promedio para eliminar los déficit por completo.³⁰.

Los dos casos juntos Todo lo anterior sugiere que si se combina la menor demanda con la entrada de ciclos adicionales, la situación aparece bastante holgada (véase el cuadro A5 en el apéndice). En efecto, relativo al caso base, el menor crecimiento de la demanda reduce la incidencia de déficit durante el primer año, en tanto que la entrada de ciclos combinados adicionales a partir de 2003 hace lo propio durante el segundo año. Así, como se aprecia en el cuadro 7a, el valor esperado del déficit es prácticamente insignificante, 5,7 GWh en 2002-3 y 1,1 GWh en 2003-4 (5,7 GWh es poco

²⁹La potencia “máxima” es 920 MW.

³⁰La potencia máxima requerida es 764 MW.

más de la mitad del consumo de un día hábil). Más aún, en 21 de los 24 meses la probabilidad de déficit es cero o menor que 0.01 (1%) y nunca sobrepasa el 2.5%. Por otro lado, si se sucedieran dos hidrologías como las de 1998-99, el déficit proyectado es aún apreciable: 665,9 GWh en 2002-3 y 1.260,2 GWh en 2003-4. Sin embargo, como se aprecia en el cuadro 8, bastarían no más de 523 MW de potencia adicional transitoria para evitar por completo el déficit, y probablemente bastante menos, del orden de 145 MW³¹.

5. Conclusión

Los ejercicios que presentamos sugieren que el riesgo de una nueva crisis eléctrica no es grande. En ese sentido, las predicciones bastante alarmistas que se han difundido durante este año son exageradas. En parte, estas predicciones exageran la rapidez con que crecerá la demanda en los próximos dos años y se hicieron sin considerar la entrada de dos centrales. Pero, más fundamentalmente, los ejercicios que presentamos en este trabajo la situación de abastecimiento debe evaluarse considerando que en el SIC la hidrología es variable y, además, que el sistema de precios que impone la ley vigente da incentivos para que se instale capacidad adicional transitoria en caso que se prevean déficit. ¿Por qué son importantes estas dos consideraciones?

Como vimos, una situación de abastecimiento razonablemente segura no excluye episodios de déficit si se suceden hidrologías muy secas: la probabilidad de déficit aumenta mucho si un año muy seco que deja los embalses vacíos. Por lo tanto, la situación de abastecimiento no se debe evaluar únicamente en base a casos (p.ej. qué ocurrirá si se da una hidrología medianamente húmeda), sino que también debe estimarse la probabilidad de un déficit. Más importante aún, vimos que para eliminar los déficit en escenarios “exigentes” y extremos bastaría con instalar capacidad adicional transitoria parecida a la que Endesa agregó durante la crisis pasada.

Probablemente, es más que casual que el agregar capacidad adicional transitoria en magnitudes similares a las que se agregaron durante la crisis pasada (450 MW) elimine los déficit aún en situaciones de sequía extrema. Como uno de nosotros argumentó en otra parte, la crisis de 1998-1999 se hubiera evitado si se hubiera hecho funcionar el sistema de precios³². Por su parte, nuestros ejercicios sugieren que 450 MW de capacidad adicional transitoria son suficientes para evitar un déficit con una hidrología similar a la de 1998-99. Esto sugiere que los incentivos que da el sistema de precios vigente son tales que el SIC termina operando con un margen de seguridad tal que en situaciones extremas los déficit se pueden evitar instalando cantidades moderadas de capacidad adicional transitoria (aunque, obviamente, esto es sólo conjetura mientras no se hagan los números y se investigue cuantitativamente).

Sin embargo, se ha insistido que para prevenir los déficit es necesario que se invierta lo suficiente para que, aún sin agregar capacidad adicional transitoria, no ocurran déficit. En este sentido, se ha propuesto recientemente licitar la instalación de capacidad adicional cada vez que con cierta

³¹Con dos hidrologías de 1968-69 seguidas la potencia adicional requerida son 127,6 MW.

³²Véase a Díaz et al (2000), Fischer y Galetovic (2000) y Galetovic (2000).

anticipación se estime que la situación de abastecimiento es estrecha. A diferencia de la capacidad adicional transitoria, que se instala en respuesta a los incentivos que da el sistema de precios de la ley vigente, esta capacidad permanecería permanentemente y se pagaría con una sobrecarga a las tarifas eléctricas (es decir, sería pagada por los usuarios). En otro trabajo (véase Galetovic, Olmedo y Soto [2001]) estimamos el costo social de esta alternativa, el cual es sustantivamente mayor al costo que causan crisis esporádicas manejadas con el sistema de precios vigente. Aquí, sólo argumentamos por qué no es conveniente.

La inclusión de una mayor capacidad de generación por este mecanismo sería ineficiente desde el punto de vista social, toda vez que no ha sido incluida en el plan de obras de mínimo costo que elabora la CNE semestralmente³³. Pero más allá de eso, el problema es que una vez que se agregue la capacidad, el funcionamiento del sistema cambiará en la dirección de incrementar las probabilidades de déficit, deshaciendo en parte el efecto mitigador de la capacidad adicional permanente. ¿Por qué?

Supóngase que basado en un ejercicio similar al que hemos hecho aquí se predice déficit en algunos estados, se calcula la capacidad necesaria para eliminarlo y se licita capacidad adicional permanente. A diferencia de la capacidad adicional transitoria, que sólo se trae si hay déficit, esta capacidad estaría ahí independientemente si finalmente ocurre un déficit (el cual, como hemos visto, es poco probable en cualquier caso). Por eso, la capacidad permanente altera el funcionamiento del modelo de despacho, disminuye el valor del agua embalsada y con ello acelera su uso. De esta forma, la cantidad de agua disponible en situaciones de escasez es menor y por ende la necesidad de capacidad adicional para eliminar el déficit es mayor a la originalmente estimadas. En segundo lugar, y por razones similares, la mayor capacidad permanente disminuiría el precio de nudo, que sirve de base a la tarifa regulada, induciendo la postergación de la entrada de centrales adicionales. A ello se agrega que todo nuevo proyecto de generación vería mermados sus ingresos por potencia, pues estos deberían ser asignados sobre una mayor capacidad de generación existente. Todo esto implica que la necesidad de capacidad permanente es significativamente mayor a la estimada originalmente³⁴. La razón es que, si bien un mecanismo como el propuesto es inconsistente con el sistema de precios vigente actualmente, interactúa con él en la dirección de aumentar los requerimientos de capacidad para evitar déficit, cuando esta capacidad se instala independientemente de si el déficit es un hecho.

El problema de fondo del mecanismo propuesto es que ignora que las reducciones de consumo en años particularmente secos son inherentes al SIC, porque es un sistema con significativa participación hidráulica. Como se dijo, para evitar la mayoría de los déficit, incluyendo aquellos que sólo ocurren con hidrologías extremadamente secas y muy improbables, sería necesario respaldar cada MW de potencia hidráulica con uno térmico (en otras palabras, duplicar el sistema). Pero

³³Adicionalmente, es inconsistente optimizar valorando los déficit a costo de falla y luego argumentar que se necesita capacidad adicional para eliminar esos déficit.

³⁴Nuestras estimaciones preliminares sugieren que el aumento permanente de capacidad necesario para eliminar los déficit es del orden de 1.100 MW, es decir supone un aumento del 18% de la capacidad instalada actualmente en el SIC, alrededor de 6.200 MW

en ese caso se mantendría capacidad instalada que entraría en funcionamiento sólo con hidrologías muy extremas e improbables y que permanecería ociosa casi todo el tiempo. Como lo demostró Serra (1997), las disminuciones de consumo son eficientes e inherentes a sistemas eléctricos sujetos a riesgo hidrológico y esto fue reconocido hace mucho tiempo cuando se hizo la ley eléctrica aún vigente³⁵. En otras palabras, la manera eficiente de responder a situaciones extremas es con precios flexibles que le transmitan a generadores y usuarios el verdadero costo de oportunidad de la energía en escasez. Por un lado, los precios flexibles dan incentivos para que se agregue capacidad adicional transitoria. Por el otro, le indican a los usuarios que la energía es más cara cuando ocurre una hidrología muy seca.

Esto último es importante. Nuestros ejercicios tienden a sobreestimar el déficit por una razón adicional, a saber que hemos supuesto que el consumo no caería aún si se hiciera funcionar el mecanismo de compensaciones, que implica alzas importantes en el costo de oportunidad que perciben los usuarios regulados. Si bien se suele argumentar que manejar un déficit con alzas de precio no es posible porque la demanda por electricidad es infinitamente inelástica, esta creencia es contradicha por la evidencia internacional sobre la elasticidad de la demanda por electricidad. En efecto, Berndt (1991 pp. 328-335) revisa la evidencia, y señala que 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. Y Galetovic, Sanhueza y Serra (2001) estiman que en el SIC la elasticidad de la demanda por energía residencial de corto plazo es alrededor de 0.30; la comercial es alrededor de 0.19³⁶. Con estas elasticidades es perfectamente factible lograr disminuciones de consumo con aumentos del costo de oportunidad de la energía, ya sea a través de aumentos de precio o de incentivos al ahorro³⁷. Esto, sin mencionar que, como lo han mostrado Montero y Rudnick (2001) precios más flexibles llevarían a aumentos de bienestar importantes³⁸.

En conclusión, la situación de abastecimiento eléctrico no es desesperada sino que razonablemente holgada. Si bien no es posible descartar situaciones apretadas, éstas se deben a que la hidrología es variable, no a defectos de la ley vigente. Tal como durante 1998, si una escasez se transforma en crisis y en cortes dependerá fundamentalmente de la voluntad del regulador de aplicar el sistema de precios vigente. Si lo hace, no debería haber crisis. Si ocurre una sequía extrema y no se hace funcionar el sistema de precios, el resultado, tal como en 1998 y 1999, debería ser una crisis.

³⁵Esto se describe detalladamente en Bernstein y Agurto (1992) y Díaz et al. (2001).

³⁶Véase también este trabajo para más sobre la evidencia internacional.

³⁷Al respecto, véase también a Chumacero et al. (2000).

³⁸Montero y Rudnick estiman que el bienestar de los consumidores podría aumentar entre 5 y 10% si los precios se flexibilizaran, mientras que la inversión en capacidad para asegurar un nivel de servicio similar es un 30% superior con precios fijos. Cabe señalar que la propuesta de Montero y Rudnick consiste en flexibilizar precios en todo momento y no sólo en sequías. Para manejar déficit sólo se requieren precios flexibles cuando la energía disponible es menor que la cantidad que se demandaría al precio normal.

Referencias

- [1] Berndt, E. (1991). *The Practice of Econometrics*. Reading: Addison Wesley.
- [2] Bernstein, S. y R. Agurto (1992). “Use of Outage Cost for Electricity Pricing in Chile”, *Utilities Policy*, 299-302.
- [3] Chumacero, R., R. Paredes y J.M. Sánchez (2000), “Regulaciones para crisis de abastecimiento: lecciones del racionamiento eléctrico en Chile”, *Cuadernos de Economía* **37**, 323-328
- [4] Diaz, C., A. Galetovic y R. Soto (2001). “La crisis eléctrica de 1998-1999: causas, consecuencias y lecciones”, *Estudios Públicos* **80**, 149-152.
- [5] Diaz, C., A. Galetovic y R. Soto (2001). “Anatomía de una crisis eléctrica”, *Revista de Análisis Económico* **16**, 3-57, 2001.
- [6] CNE (1986). “Estudio del costo de falla en el Sistema Interconectado Central”, Santiago, CNE.
- [7] Fierro, G. y P. Serra (1993). “Un modelo para estimar el costo de falla”, *Cuadernos de Economía* **30**, 247-259
- [8] Fierro, G. y P. Serra (1997). “Outage Costs in Chilean Industry”, *Energy Economics* **19**, 417-434.
- [9] Fischer, R. y A. Galetovic (2000). “Regulatory Governance and Chile’s 1998-1999 Electricity Shortage”, Documento de Trabajo N°84, Centro de Economía Aplicada (CEA), Universidad de Chile. Disponible en http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=278873.
- [10] Galetovic, A., (2000). “La crisis eléctrica de 1998-1999: evitable”, *Puntos de Referencia* N° 234. Santiago: Centro de Estudios Públicos. Disponible en <http://www.cepchile.cl/cep/docs/234galetovic1.pdf>.
- [11] Galetovic, A., J.C. Olmedo y H. Soto (2001). “Una estimación del costo social de eliminar los déficit de abastecimiento eléctrico en el SIC,” manuscrito en preparación.
- [12] Galetovic, A., R. Sanhueza y P. Serra (2001), “Una estimación de la demanda por energía eléctrica en Chile”, mimeo, Centro de Economía Aplicada y Departamento de Economía, Universidad de Chile.
- [13] Montero, J. P. y H. Rudnick (2001), “Precios eléctricos flexibles”, *Cuadernos de Economía* **38**, 91-109
- [14] Nesbakken, R. (1999). “Price Sensitivity of Residential Energy Consumption in Norway”, *Energy Economics* **21**, 493-516.
- [15] Olmedo, J.C. (2001), “El modelo GOL”, mimeo.
- [16] Serra, P. (1997). “Energy Pricing Under Uncertain Supply”, *Energy Economics* **19**, 417-434.

Figura 1
Energía hidráulica afluente al SIC
(1959-60 a 1998-99)

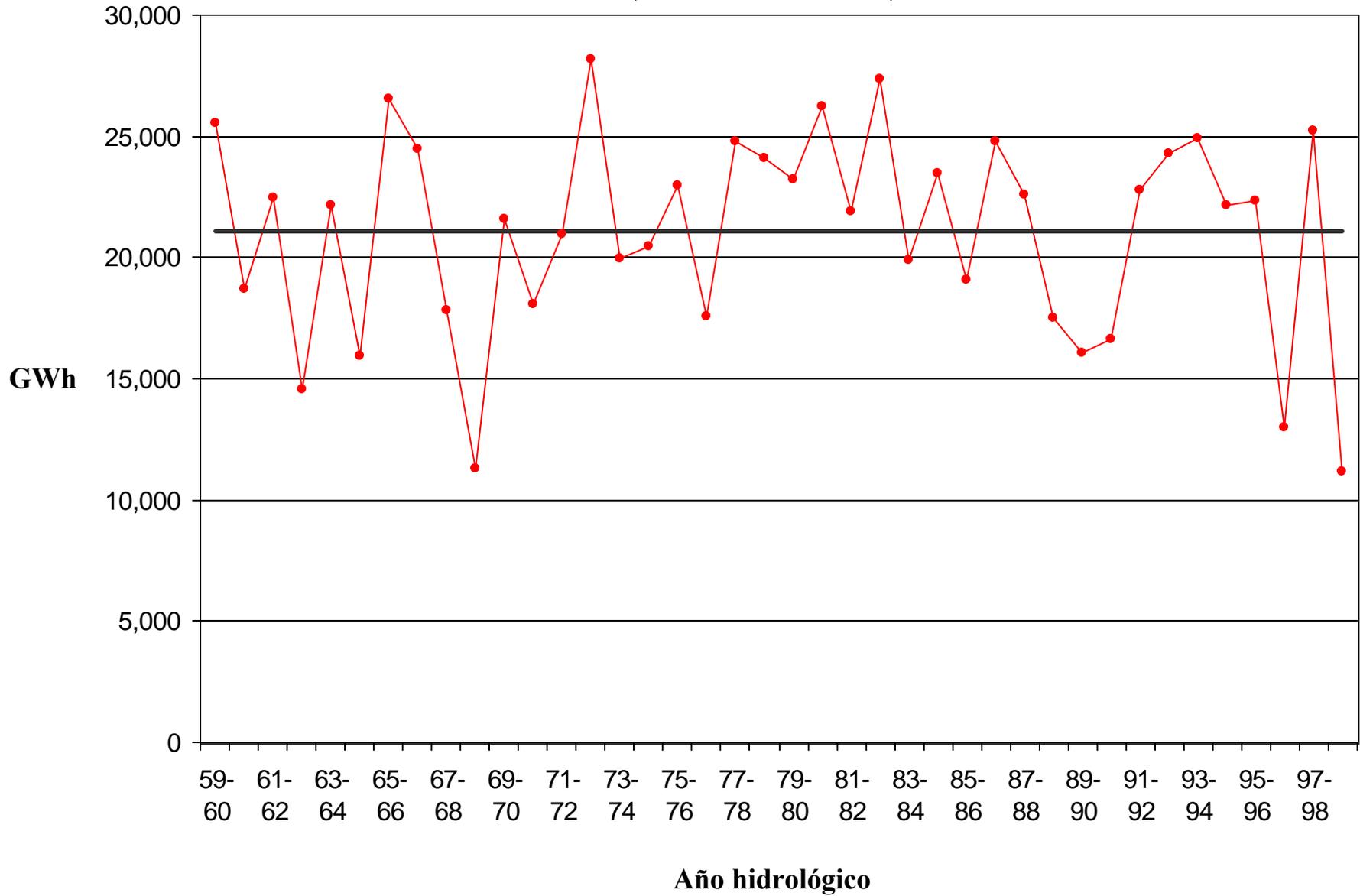


Figura 2 Uso del agua del Laja

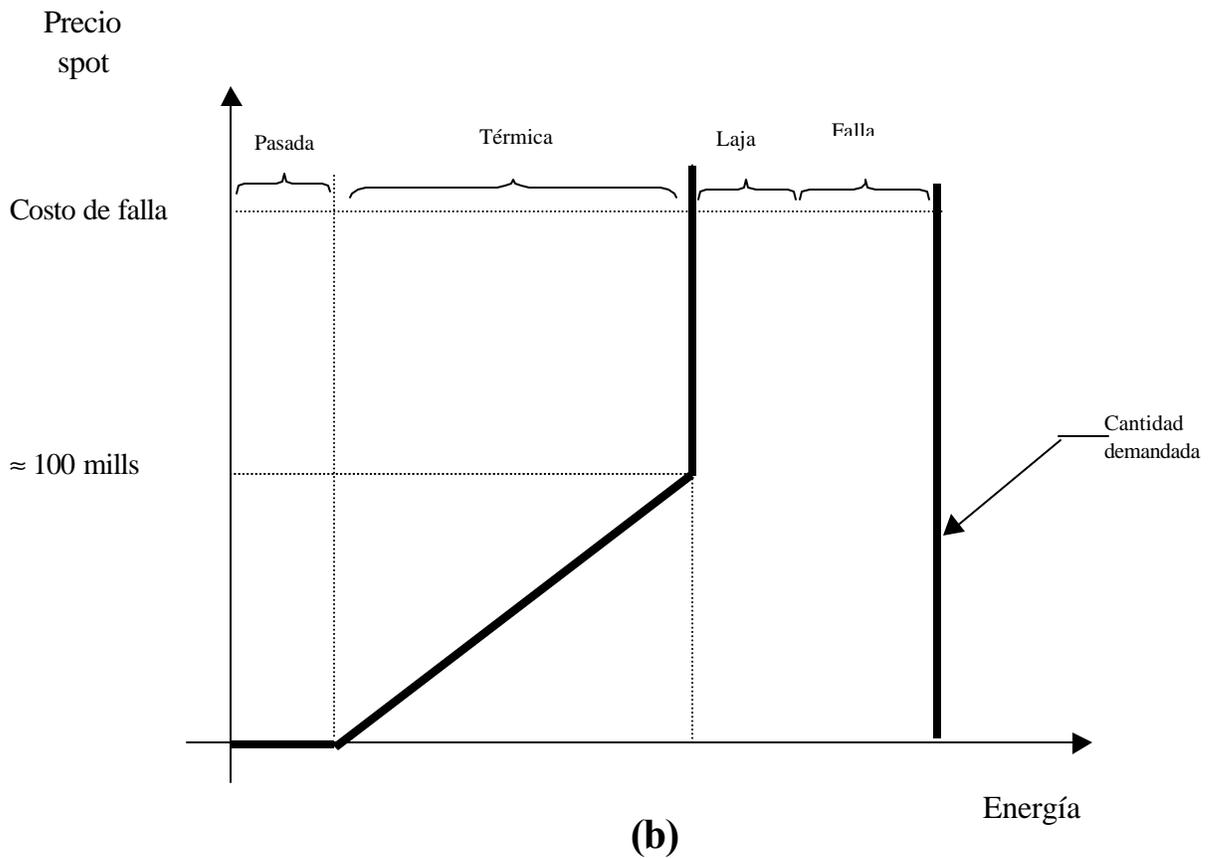
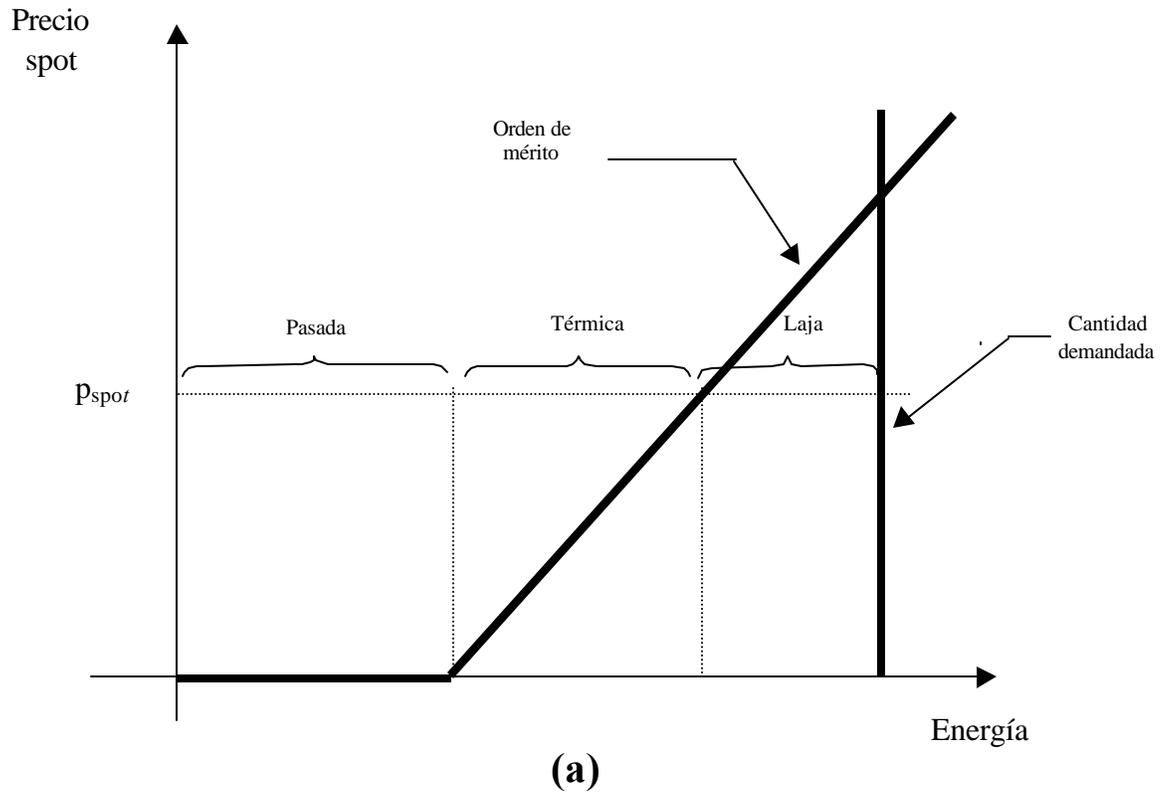
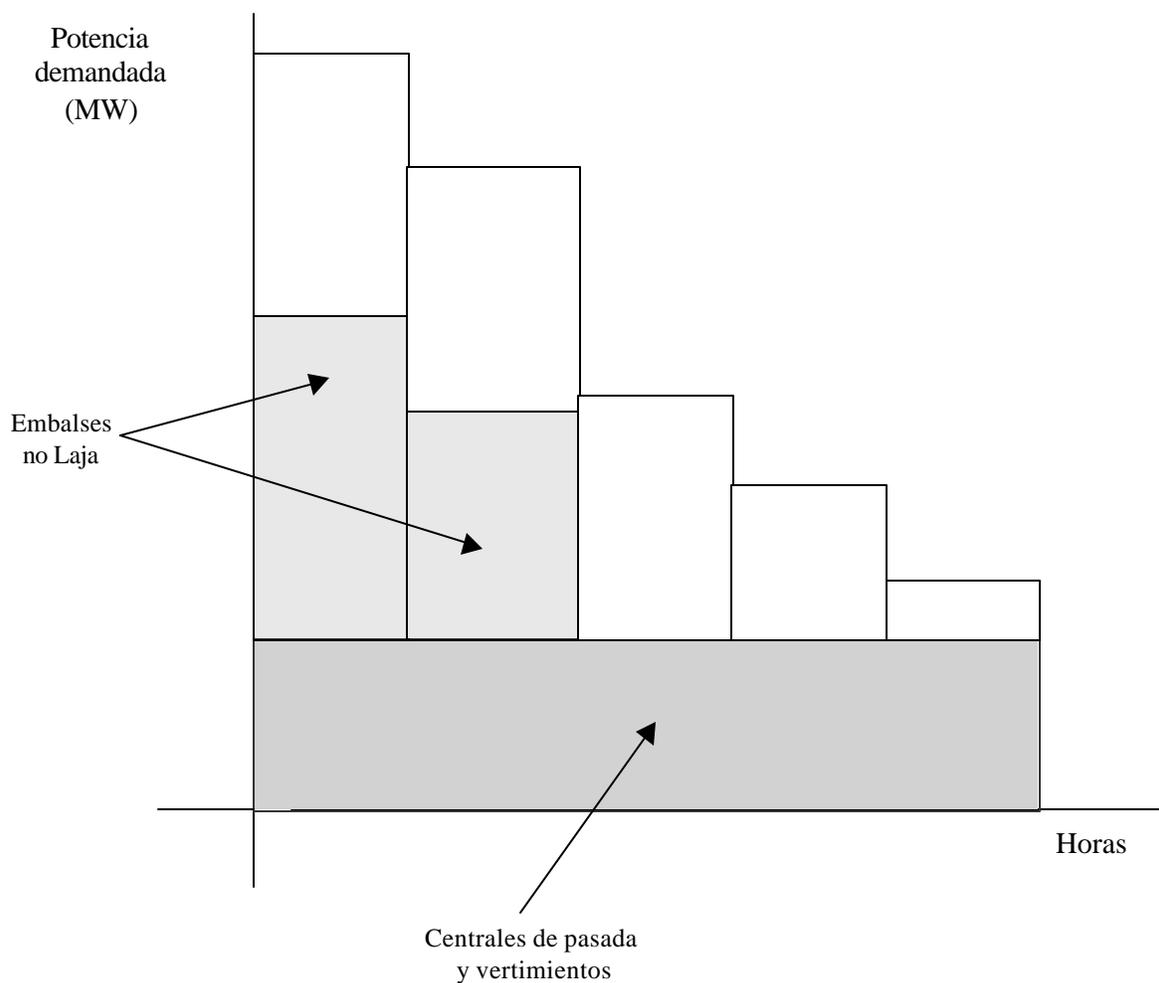
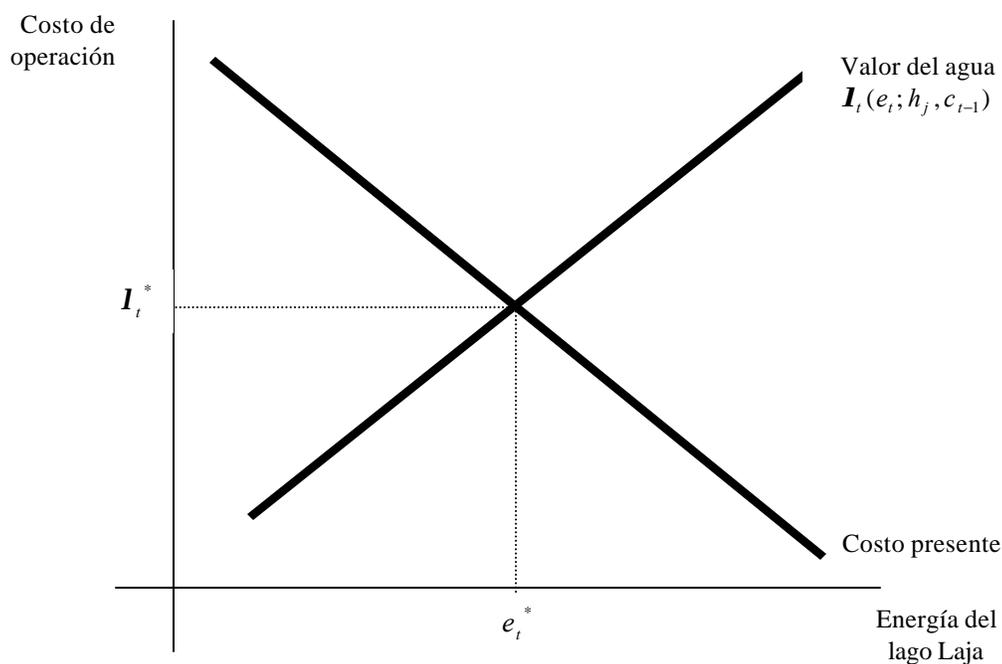


Figura 3
La demanda remanente
por energía



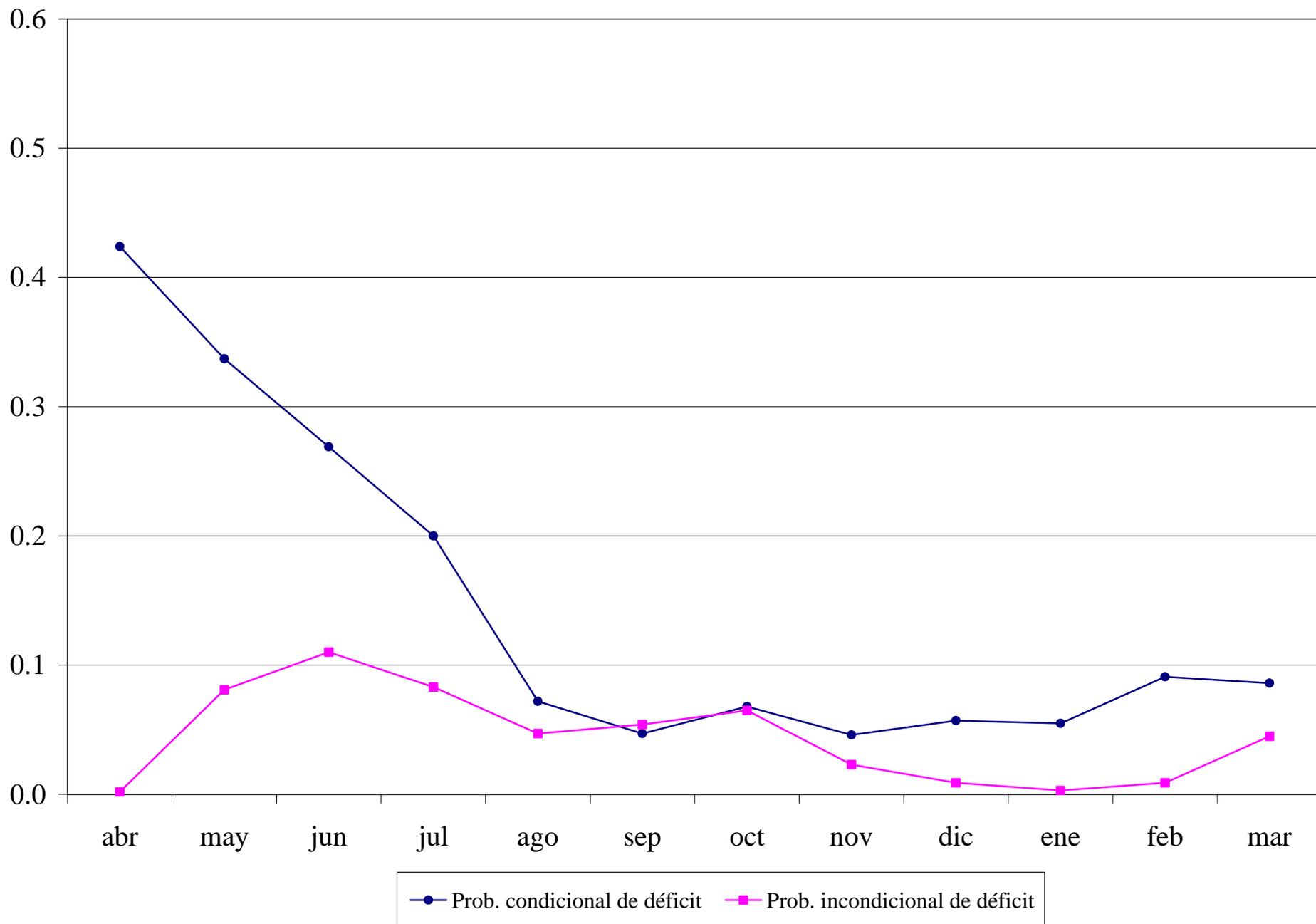
La figura 3 muestra cómo se usa la energía generada por centrales hidráulicas de pasada y (cuando ocurre) el vertimiento de embalses. Esta energía sirve la base de la demanda. El agua de embalses distintos del Laja se ocupa preferentemente en el bloque del pick y, sólo si sobra, en el siguiente. A lo que queda por servir (el área sin rellenar en la figura) se le llama “demanda remanente” y debe ser abastecida con energía térmica, hidráulica de las centrales del lago Laja y, eventualmente, déficit.

Figura 4
El valor del agua



La figura 4 muestra cómo se obtiene el valor del agua para una cota del Laja e hidrología dadas. El costo de operación cae con la cantidad generada con agua del lago Laja, e_t . Por el contrario, el valor futuro del agua, I_t , aumenta a medida que se usa más agua hoy porque menor será la cota inicial del lago Laja durante el mes siguiente. El valor del agua dada la extracción óptima, I_t^* , se encuentra intersectando ambas curvas.

Figura 5
Probabilidad de déficit durante 2003-4



Cuadro 1

Orden de mérito en el SIC (centrales térmicas)

Central	Potencia máxima (MW)	Costo variable (mills/KWh)	Central	Potencia máxima (MW)	Costo variable (mills/KWh)
Arauco	59	0	TG Colbún (CA)	120	16,1
Constitución 1	8	0	Guacolda	144,8	16,4
Laja (CG.)	7	0	Arauco 2	17	17,7
Constitución (CG)	7	0	Bocamina	121	19,9
Petropower	59,1	3,9	Ventanas 2	197,4	22,1
Arauco 1	8	4,9	Ventanas 1	112,8	23
Constitución 2	6	7,1	Constitución 3	6	29,9
Taltal (CC)	360	11,1	Huasco vap/carb	13,3	37,4
Nueva Renca	359	11,9	Arauco 3	8	44,4
Nehuenco	351,2	12,1	Laguna Verde	52,7	55,8
Ciclos futuros	372,6	12,3	Huasco (TG)	58	71,4
San Isidro	370	12,7	Antilhue	100	72
Renca (reconv.)	180	13,5	El Indio (TG)	12	73,5
Taltal (CA)	120	15,1	D. de Almagro(TG)	46	101,1
SIC-SING	250	15,8	Renca diesel/vapor	90	101,5

Fuente: CNE, fijación de precio de nudo de abril de 2001

Notas: CG: cogeneración; CC: ciclo combinado; CA: ciclo abierto; TG: turbina a gas

Cuadro 2 Demanda (CNE y reducida)

Año	CNE		Demanda reducida		
	(1) Consumo (GWh)	(2) Tasa de aumento	(3) Consumo (GWh)	(4) Tasa de aumento	(5) (3)/(1)
2001	31.252		30.410		0,973
2002	33.600	7,5%	32.387	6,5%	0,964
2003	36.721	9,3%	35.099	8,4%	0,956
2004	39.424	7,4%	37.966	8,2%	0,963
2005	42.559	8,0%	41.149	8,4%	0,967
2006	46.024	8,1%	44.728	8,7%	0,972
2007	49.714	8,0%	48.482	8,4%	0,975
2008	54.184	9,0%	52.587	8,5%	0,971

Fuente: CNE

Cuadro 3 Plan de obras

Fecha entrada	Obra	Potencia (MW)
01/2003	Taltal (gas, ciclo combinado)	360
01/2004	Ralco	570
01/2004	Línea de Interconexión SIC-SING	250
04/2004	Central a gas ciclo combinado 1	372,6
04/2005	Central a gas ciclo combinado 2	372,6
04/2006	Central a gas ciclo combinado 3	372,6
04/2007	Central a gas ciclo combinado 4	372,6
01/2008	Central hidroeléctrica Neltume	400
04/2008	Central a gas ciclo combinado 5	372,6
01/2009	Central a gas ciclo combinado 6	372,6
04/2009	Central a gas ciclo combinado 7	372,6
04/2010	Central a gas ciclo combinado 8	372,6

Fuente: CNE

Cuadro 4
Probabilidad de déficit en 2002-3 y 2003-4
(caso base)

2002-3

	abr	may	jun	jul	Ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	4,3	3,7	2,8	0,1	5,3	2,3	0	2,7	8,5	23,1
Desv. estándar			28,4	23,1	13,9	1,8	22,6	12,8		13,8	27,9	75,6
Coef. de variación			6,6	6,2	5,0	18,0	4,3	5,6		5,1	3,3	3,3
Prob. de déficit	-	-	.023	.025	.041	.001	.056	.029	-	.03	.084	.084
Cota (m.s.n.m.)	39,9	39,6	40,2	40,6	40,7	41,3	42,8	44,5	44,9	43,3	41	38,6
Costo marginal (mills)	20,2	22,5	29,7	28,2	25,2	18,3	27,4	29,3	21,4	39,9	76,2	61,5

2003-4

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0,1	8,6	15,7	13,8	8,2	5,6	15,6	1,9	1,2	0,5	1,5	7,9
Desv. estándar	1,4	29,9	58,8	52	371	24,7	63,5	12,2	10,4	9,5	14,1	43,7
Coef. de variación	14	3,5	3,7	3,8	4,5	4,4	4,0	6,4	8,7	19	9,4	5,6
Prob. de déficit	.002	.081	.11	.083	.047	.054	.065	.023	.009	.003	.009	.045
Cota (m.s.n.m.)	36,5	35,9	36,3	36,6	36,5	36,9	37,8	39,6	40	38,6	36,5	34,2
Costo marginal (mills)	35,6	52,6	57,1	48,1	30,7	27,6	32,5	27,2	26,3	23,4	29,3	31,2

Cuadro 5
Déficit mensual con dos hidrologías 1998-99 seguidas
(caso base)

2002-3

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	0	0	82,2	0	146,8	100,7	0	108,4	300,9	574,8
Cota (m.s.n.m)	39,1	36,8	34,3	31,8	29,7	27,7	25,8	24,8	24,6	22,3	19,4	16,8
Costo marginal (mills)	19,9	22,1	71,4	101,5	187,7	101,5	187,7	187,7	130	187,7	223,8	227,4

2003-4

	abr	may	jun	jul	Ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	94,5	325,6	449,8	542,4	477,8	641,2	464,4	455,2	423,5	411,4	595,7
Cota (m.s.n.m)	13,4	12,4	11,3	10,3	10	10	10	10	10	10	10	10
Costo marginal (mills)	101,1	187,7	227,5	227,5	243,1	227,5	227,5	227,5	227,4	209	227,6	227,5

Cuadro 6
Déficit mensual con dos hidrologías medianas seguidas
(caso base)

2002-3

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cota (m.s.n.m)	39,1	36,7	34,8	35,1	36	37	39,4	43,1	46	46,5	44	42
Costo marginal (mills)	22	37,3	101,1	20,4	19,3	12,7	12,7	12,8	12,1	14,3	22,1	22

2003-4

	abr	may	jun	jul	Ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	22,9	96,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cota (m.s.n.m)	39,5	37,1	35,2	34	34,3	35,4	36,6	40,4	43,5	44,3	42,3	40,2
Costo marginal (mills)	23	187,7	187,7	20,5	19,9	12,7	16,4	12,7	12,7	12,7	17,7	16,4

Cuadro 7
Los cuatro casos comparados:
déficits esperados y con sequía extrema
(en GWh)

(a) Valor esperado

	2002-3	2003-4	Total
Caso base	52,8	80,6	133,4
Demanda reducida	14,8	23,2	38
Ciclos adicionales	32,1	8,8	40,9
Demanda reducida y ciclos	5,7	1,1	6,8

(b) Dos hidrologías 1998-99 seguidas

	2002-3	2003-4	Total
Caso base	1.318,8	4.881,5	6.200,3
Demanda reducida	753	3.541,8	4.294,8
Ciclos adicionales	1.207,7	2.471,8	3.679,5
Demanda reducida y ciclos	665,9	1.260,2	1.926,1

Cuadro 8
Capacidad adicional transitoria,
dos hidrologías 1998-99 seguidas
(turbina a gas, fc 80%)

	Máximo	Promedio
	(MW)	(MW)
Caso base	1159,2	557,2
Demanda reducida	919,9	404,3
Ciclos adicionales	763,7	282,1
Demanda reducida y ciclos	522,8	143,9

Notas (1) Durante la crisis de 1998-1999 se agregaron alrededor de 450 MW de capacidad adicional transitoria. (2) “Máximo” corresponde a la potencia adicional transitoria que sería necesaria para eliminar el déficit predicho por la simulación en mes y bloque en que alcanza su máximo. “Promedio” supone que la capacidad térmica adicional transitoria se usa en horas de menor déficit liberando agua embalsada que se desplaza hacia los meses de mayor déficit reduciendo así la potencia requerida para eliminar el déficit. (3) Se supone un factor de carga de 80%. Esto implica que las turbinas adicionales transitorias opera durante 19 horas diarias mientras hay déficit.

Cuadro A1
Déficit mensual con dos hidrologías 1968-69 seguidas
(caso base)

2002-3

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	195,4	154,3	74,9	0	90,2	0	0	0	77,8	321,6
Cota (m.s.n.m)	39,1	36,8	34,3	31,8	29,7	27,7	25,8	24,8	24,6	22,3	19,4	16,8
Costo marginal (mills)	22,1	100,1	187,7	187,7	187,7	101,1	187,7	110,7	110,3	118,3	187,7	210,1

2003-4

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	180,3	430,6	677	635,2	461,3	362,7	548,1	133,1	129,2	24,7	164,3	360,3
Cota (m.s.n.m)	15,8	15	14	13,1	12,6	12,3	12,1	12,4	12,1	11,3	10,7	10
Costo marginal (mills)	187,7	227,5	227,5	227,5	227,5	227,5	227,5	187,7	187,7	187,6	187,9	199,6

Cuadro A2
Déficit mensual con dos hidrologías 1969-70 seguidas
(caso base)

2002-3

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cota (m.s.n.m.)	39,1	36,8	34,3	31,8	29,7	27,7	25,8	24,8	24,6	22,3	19,4	16,8
Costo marginal (mills)	23	20,2	15,1	16,5	15,1	15,2	17	15,1	14,5	22	73,5	55,8

2003-4

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cota (m.s.n.m.)	40,2	38,9	42,2	42,3	42,8	43,3	42,7	44,8	46,5	44,6	42,4	40,1
Costo marginal (mills)	101,5	22,9	19,9	20	16	16,7	22,1	13,4	12,8	17,7	22	22

Cuadro A3
Probabilidad de déficit en 2002-3 y 2003-4
(caso demanda reducida)

2002-3

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	2,0	1,1	0	0	0,6	0	0	0	0,4	10,7
Desv. estándar			13,3	6,9			3,8				2,2	38,3
Coef. de variación			6,7	6,3			6,3				5,5	3,6
Prob. de déficit	-	-	.023	.025	-	-	.004	-	-	-	-	.083
Cota(m.s.n.m.)	38,2	37,8	38,4	38,8	38,8	39,4	40,8	42,4	42,6	41	38,6	36,2
Costo marginal (mills)	17,4	17,5	22,4	22	19,3	15,5	23,6	21,5	17,7	23,5	39	37,1

2003-4

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0,0	0,4	5,1	4,0	1,9	0,1	7,1	0,0	0,0	0,2	0,7	3,7
Desv. estándar	0		35,2	25,7	9	2,4	34,3	0	0	5	9,6	26,8
Coef. de variación		17,5	6,8	6,4	4,7	24,0	4,8			25,0	13,7	7,2
Prob. de déficit	-	.003	.028	.019	.038	.002	.041	-	-	.002	.005	.027
Cota (m.s.n.m.)	34,1	33,6	34,1	34,5	34,5	35	36,1	38,1	38,4	36,9	34,8	32,5
Costo marginal (mills)	22,9	32,1	34,3	31,5	24,4	20,6	26,1	20,2	18,3	18,4	22,6	25,1

Cuadro A4
Probabilidad de déficit en 2002-3 y 2003-4
(caso ciclos adicionales)

2002-3

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	4,5	3,8	3	0,2	5,6	2,5	0	3	0,1	9,3
Desv. estándar			29,1	23,8	14,7	6,8	23,9	13,8		14,8	2,2	36,8
Coef. de variación			6,5	6,3	4,9	34	4,3	5,5		4,9	22	4,0
Prob. de déficit	-	-	.023	.025	.041	.001	.056	.029	-	.034	.002	.076
Cota (m.s.n.m.)	37,6	37,1	37,5	37,8	37,7	38,2	39,5	41	41	39,2	36,9	34,4
Costo marginal (mills)	19,1	22	29,5	28	24,2	17,9	26,4	28,9	20,1	40,4	31,4	36,7

2003-4

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0,2	3	1,8	0	0	2,7	0	0	0,1	0,1	1
Desv. estándar		4,1	24,3	13,2			15,2			1,4	1,2	12,8
Coef. de variación		20,5	8,1	7,3			5,6			14	12	12,8
Prob. de déficit	-	.003	.018	.018	-	-	.028	-	-	.001	-	.006
Cota (m.s.n.m.)	32,6	32,1	32,7	33,2	33,4	34	35,3	37,4	38	36,6	35,2	33,5
Costo marginal (mills)	18,5	19,5	21,9	20,8	18,3	16,3	24,2	18,5	15,4	16,5	18,9	20,2

Cuadro A5
Probabilidad de déficit en 2002-3 y 2003-4
(caso demanda reducida + ciclos adicionales)

2002-3

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	2,1	1,2	0	0,1	0,8	0	0	0	0,1	1,4
Desv. estándar			13,8	7,4		4,2	4,8	0,1		0,1	2	14,8
Coef. de variación			6,6	6,2		42	6				20	10,6
Prob. de déficit	-	-	.023	.025	-	.001	.016	-	-	-	.002	.006
Cota (m.s.n.m.)	36	35,4	35,9	36,1	35,9	36,3	37,5	38,9	38,7	37	34,6	32,1
Costo marginal (mills)	16,9	17,2	22,1	21,8	18,6	15,4	23,1	21,4	17,2	23,5	22,2	27,9

2003-4

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3
Desv. estándar			12,3									4,4
Coef. de variación			13,7									14,7
Prob. de déficit	-	-	.006	-	-	-	-	-	-	-	-	.004
Cota (m.s.n.m.)	30,2	29,7	30,4	31	31,1	31,7	33,1	35,2	35,7	34,2	32,6	30,8
Costo marginal (mills)	16,3	16,3	18,6	16,3	14,5	14,2	19,5	15,8	13,9	14,9	17	17,7