

¿Una Nueva Crisis Eléctrica? Improbable**

ALEXANDER GALETOVIC, JUAN CARLOS OLMEDO Y HUMBERTO SOTO

- 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. Este trabajo estima esa probabilidad usando el modelo Omsic, el mismo que se ocupa para operar el sistema.
- La conclusión es que durante los próximos dos años el riesgo de déficit-medido por la probabilidad de que la demanda proyectada sobrepase a la energía producida es bajo: 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%).
- La relativa holgura del abastecimiento se explica por el crecimiento más lento de la demanda por electricidad (debido, a su vez, al crecimiento más lento de la economía) y la entrada de dos centrales de ciclo combinado adicionales (una de Colbún con motivo de su contrato con Codelco y la reconversión de la central Renca anunciada por Gener).
- Lo anterior no significa que los episodios de déficit desaparezcan, porque la hidrología en Chile es muy variable y nunca se pueden descartar sequías extremas. Si, por ejemplo, en cada uno de los dos próximos dos años ocurriera la hidrología más seca de la estadística (en cualquier caso un evento extremadamente improbable y que nunca ha dado desde que existen estadísticas), el déficit agregado sería alto.
- Sin embargo, aún en esa eventualidad *muy* improbable, bastarían a lo más de 523 MW de capacidad adicional transitoria (vale decir, que se instala sólo una vez que el déficit es inminente y se retira una vez que termina la sequía) para eliminar por completo los déficit, magnitud similar a los 450 MW que instaló Endesa durante la crisis pasada.
- La manera correcta de evaluar la situación de abastecimiento es calculando la probabilidad de ocurrencia de déficit, porque la principal fuente del riesgo, la variabilidad hidrológica, es probabilística. Por el contrario, es inadecuado evaluar la situación de abastecimiento simulando qué ocurriría si da una hidrología media, porque algunos meses de déficit podrían ocurrir aún en casos que la situación de abastecimiento a relativamente holgada, medida tanto por la hidrología como por la cantidad de agua embalsada en el lago Laja.
- Que se proyecte déficit en algún mes de un año hidrológico medio, no necesariamente indica que la situación de abastecimiento es «desesperada». En Chile la hidrología es muy variable y eso impone que cada vez que se decide cuánta agua del lago Laja se debe usar se consideren distintos escenarios con hidrologías muy distintas. Un *año* hidrológico medio puede incluir *meses* particularmente secos con déficits probables. En ese caso es conveniente guardar agua en anticipación de una sequía. Si ella no ocurre (como no ocurriría a partir de julio de un año como ese), el sistema vuelve a operar holgadamente.

Alexander Galetovic. Centro de Economía Aplicada (CEA), Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile, email: agaleto@dii.uchile.cl.

Juan Carlos Olmedo. AES Gener S.A., email: jcolmedo@gener.cl.

Humberto Soto. AES Gener S.A., email: hsoto@gener.cl.

* Esta nota es una versión resumida de un trabajo más extenso, "¿Qué tan probable es una nueva crisis eléctrica?". Ambos trabajos fueron financiados 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.

Puntos de Referencia es editado por el Centro de Estudios Públicos. Director responsable: Arturo Fontaine Talavera. Dirección: Monseñor Sotero Sanz 175, Providencia, Santiago de Chile. Fono 231 5324 - Fax 233 5253.

Cada artículo es responsabilidad de su autor y no refleja necesariamente la opinión del CEP. Esta institución es una fundación de derecho privado, sin fines de lucro, cuyo objetivo es el análisis y difusión de los valores, principios e instituciones que sirven de base a una sociedad libre.

1. Introducción

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. Para graficar esa precariedad se ha estimado que, con las condiciones actuales de abastecimiento, ocurrirían déficit aún con hidrología medianamente húmeda.

El propósito de esta nota es mostrar que tal aprensión es exagerada. Si se simula la operación del Sistema Interconectado Central (SIC) con el modelo Omsic, el mismo que se usa para operarlo, se concluye 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) sugiere 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 523 MW de potencia adicional transitoria para eliminar por completo los déficit, magnitud similar a los 450 MW que instaló Endesa durante la crisis pasada.

En la sección 2 argumentamos que la variabilidad hidrológica a la que está sujeto el SIC hace inevitable que ocurra algunos años en que el consumo de energía eléctrica deba restringirse. Aún bajo situaciones holgadas los déficit son posibles porque siempre es posible que ocurra un año particularmente seco. En la sección 3 argu-

mentamos que la situación de abastecimiento debe evaluarse probabilísticamente porque la fuente del riesgo, la variabilidad hidrológica, también lo es. En la sección 4 presentamos los resultados. En la sección 5 explicamos por qué es inadecuado evaluar la situación de abastecimiento a partir de una hidrología media. La sección 6 concluye.

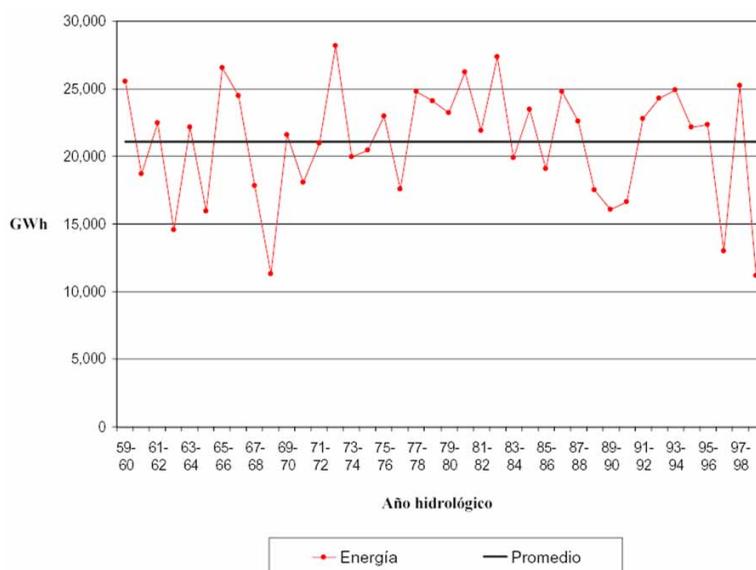
2. Los años de escasez de energía son inevitables en Chile central

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

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 y 1998-99¹. 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

¹ La ley define que el año hidrológico comienza en abril y termina en marzo del año siguiente. En adelante, y para evitar confusiones, adoptaremos la siguiente convención: 1998-99 denota el año hidrológico que comienza en abril de 1998 y termina en marzo de 1999.

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



desaparece casi la mitad de la energía hidráulica disponible normalmente.

El impacto de la variabilidad hidrológica sobre los consumidores se puede atenuar almacenando agua en embalses (principalmente el lago Laja) o instalando centrales de reserva térmicas; ambas alternativas se usan en Chile. Sin embargo, no sería razonable instalar suficiente capacidad como para compensar cualquier sequía, porque permanecería ociosa casi todo el tiempo. Puesto de otra forma, ¿cuál sería el sentido de invertir en centrales hidráulicas si se le exigiera un respaldo térmico equivalente que no se usaría casi nunca? Por ello, en Chile central es inevitable y conveniente que de vez en cuando ocurran años en que el consumo deba disminuir a consecuencia de una hidrología muy seca. El modelo Omsic, que se ocupa para operar el sistema (reconoce este hecho fundamental y opera el sistema para minimizar el costo *social* esperado de abastecimiento y déficit (o falla).

3. ¿Cómo se debe evaluar la situación de abastecimiento?

La principal dificultad para estimar la probabilidad de déficit 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 traspasar agua de un año a otro (de ahí que se diga que tiene “capacidad de regulación irriteranual”²) 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.

² Por “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.

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.

La segunda dificultad es que la hidrología es aleatoria: como vimos hay una gama de posibles hidrologías, unas muy secas, otras medianamente húmedas y otras muy húmedas. y cada vez; que se decide cuánta agua del Laja se debe usar hay que considerar que no se sabe cómo vendrá la hidrología en el futuro. Por eso, es perfectamente posible que, aún si la situación de abastecimiento es “holgada”, en el sentido que bajo la mayoría de las hidrologías no ocurren crisis de abastecimiento, ocurran déficit en casos particulares. Por lo mismo, la probabilidad que ocurra un déficit es el indicador correcto de cuán holgado o apretado se ve el abastecimiento.

4. ¿Qué tan probable es una nueva crisis eléctrica?

En esta sección evaluamos la probabilidad de una nueva crisis eléctrica en los próximos dos años hidrológicos. Los resultados que presentamos a continuación consideran dos casos. El “caso base” corresponde a la proyección de demanda y de entrada de centrales que hizo la CNE cuando fijó el precio de nudo en abril de 2001. Esta proyección de consumo supone una tasa media de crecimiento de la demanda de 8,2% anual. A estos supuestos se le hicieron dos modificaciones. Primero, 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. Segundo, la simulación de la ope-

ración se hizo tomando como base la cota del Lago Laja a inicios de septiembre de 2001 que alcanzó a 1.342,06 metros sobre el nivel del mar³.

Estudiaremos también un escenario alternativo que consideramos más realista que difiere en dos puntos del caso base:

- Primero, suponemos que el consumo de energía del año 2001 es menor al proyectado por la CNE (30.410 GWh vs. 31.252 GWh). Adicionalmente, suponemos que el consumo crece a tasas menores durante los dos años siguientes (6,5% vs. 7,5% del 2001 al 2002 y 8,4% vs. 9,3% del 2002 al 2003
- Segundo, le agregamos 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 (170 MW de potencia adicional)⁴. Gener anunció la reconversión de la central Renca vapor-diesel a partir de abril de 2003 y que agregará 100 MW de capacidad.

En concreto, el escenario alternativo implica que el consumo de energía es alrededor de 4% inferior entre 2002 y 2004 y que durante el período entran dos centrales adicionales. Cabe notar que las tasas de expansión de la demanda su-

³ La cantidad de agua en el Laja se mide por su cota en metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.). Cuando lleno la cota es 1,368 m.s.n.m., mientras que el lago está casi vacío cuando la cota alcanza 1,310 m.s.n.m..

⁴ La potencia total 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.

puestas 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 (alrededor de 3% este año y en 2002).

Para evaluar la probabilidad con que ocurrirán déficit en los siguientes dos años hidrológicos hacemos lo siguiente. Partimos sorteando aleatoriamente 1.000 secuencias de hidrológicas. Luego, para cada una de las 1.000 secuencias simulamos la operación óptima del sistema mes a mes. 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.

4.1. El caso base

El Cuadro 1 muestra los resultados de una corrida de 1.000 simulaciones del caso base. A primera vista, la situación que retrata el Cuadro 1 no es desesperada, pero tampoco parece demasiado 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.

¿Qué ocurriría en un caso extremo? El Cuadro 2 muestra que con dos hidrológicas 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 hidrológica muy seca parece desastroso, pues el déficit agregado supera los 4.800 GWh, más de 113% del consumo proyectado durante el año hidrológico.

Sin embargo, este escenario es extremo y muy improbable, y sería inapropiado juzgar la situación de abastecimiento a partir de él porque, 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 falla. De hecho, durante la crisis de 1998-99, ya pesar de que estos incentivos se hicieron funcionar muy pobremente, Endesa agregó 450 MW de potencia a partir de febrero de

Cuadro 1
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 | 41,0 | 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 | 52,0 | 37,1 | 24,7 | 63,5 | 12,2 | 10,4 | 9,5 | 14,1 | 43,7 |
| Coef. de variación | 14,0 | 3,5 | 3,7 | 3,8 | 4,5 | 4,4 | 4,0 | 6,4 | 8,7 | 19,0 | 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 | 40,0 | 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 |

1999, lo cual le permitió generar hasta 9 GWh diarios adicionales. En este caso, poco más de 560 MW de potencia adicional transitoria serían suficientes para eliminar *todos* los déficit de abastecimiento⁵. Vale decir, con capacidad adicional transitoria un poco mayor a la que se instaló durante la crisis pasada se evitaría completamente el déficit de energía que ocurriría si se sucedieran *dos* hidrologías como las que causaron la crisis. Esto indica que la situación de abastecimiento dista

⁵ Este cálculo supone que esta potencia adicional transitoria se usa también en meses de menor déficit para sustituir generación con agua embalsada. Si la potencia adicional transitoria sólo se usare para eliminar el déficit proyectado sin sustituir generación con agua embalsada, serían necesarios 1.160 MW.

mucho de ser crítica. Antes bien, parece razonablemente holgada.

4.2. El caso más realista: una nueva crisis es muy improbable

Con los supuestos de la CNE la situación de abastecimiento dista mucho de ser desesperada, aún bajo condiciones extremas. 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 año supuso que en los próximos

Cuadro 2
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 | 130,0 | 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 | 209,0 | 227,6 | 227,5 |

dos años sólo entraría la central Ralco (que, por lo demás, no es muy útil cuando la hidrología es muy seca). Qué ocurre si reducimos un poco el crecimiento de la demanda y consideramos la entrada anunciada de centrales de Colbún y Gener?

Se puede apreciar en el Cuadro 3 que en este caso más realista que la probabilidad de déficit es muy pequeña. 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 3, 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 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, bastarían 145 MW de potencia adicional transitoria para eliminar por completo el déficit. Aún en el caso límite en que la potencia adicional transitoria sólo se usa para eliminar el déficit proyectado sin sustituir generación con agua embalsada, serían necesarios 523 MW.

5. La hidrología media es un indicador inapropiado de la situación de abastecimiento

Hace un tiempo la CNE reportó este año que aún con hidrología media ocurrirían déficit. En efecto, el Cuadro 4 muestra que si se diera la hidrológica N° 20 de las 40, la que corresponde al

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

| 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 | 2,0 | 14,8 |
| Coef. de variación | | | 6,6 | 6,2 | | 42,0 | 6,0 | | | | 20,0 | 10,6 |
| Prob. de déficit | - | - | .023 | .025 | - | .001 | .016 | - | - | - | .002 | .006 |
| Cota (m.s.n.m.) | 36,0 | 35,4 | 35,9 | 36,1 | 35,9 | 36,3 | 37,5 | 38,9 | 38,7 | 37,0 | 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 | 31,0 | 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 | 17,0 | 17,7 |

año hidrológico 1963-64, ocurrirían déficit en mayo y junio de 2004.

Sin embargo, sería equivocado concluir que el que aparezca un déficit es señal de que la situación de abastecimiento es precaria. Por el contrario, 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 milésimas de dólar (mills.) durante todo el perio-

do (el precio promedio de la energía en períodos largos está entre 20 y 30 mills.)

Podría aparecer contradictorio que en algunos meses de déficit ocurra déficit aún en casos que la situación de abastecimiento sea relativamente holgada, medida tanto por la hidrología como por la cota del lago Laja. ¿Es esto señal de la inherente debilidad del sistema? La respuesta es no. 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

Cuadro 4

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 | 36,0 | 37,0 | 39,4 | 43,1 | 46,0 | 46,5 | 44,0 | 42,0 |
| Costo marginal (mills) | 22,0 | 37,3 | 101,1 | 20,4 | 19,3 | 12,7 | 12,7 | 12,8 | 12,1 | 14,3 | 22,1 | 22,0 |
| 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 | 34,0 | 34,3 | 35,4 | 36,6 | 40,4 | 43,5 | 44,3 | 42,3 | 40,2 |
| Costo marginal (mills) | 23,0 | 187,7 | 187,7 | 20,5 | 19,9 | 12,7 | 16,4 | 12,7 | 12,7 | 12,7 | 17,7 | 16,4 |

aprecia en el cuadro 4, 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 vuelve a acumular agua en el lago Laja.

El cuadro 5 muestra una razón adicional de por qué una evaluación de la situación de abastecimiento hecha a partir de una sola hidrología, aunque ésta sea "media", puede resultar engañosa y equivocada. En el cuadro reportamos los déficits agregados simulando la operación del sistema con dos secuencias de la misma hidrología, y comparamos la hidrología media (la número 20, 1963-64) con las 20 más secas (la número 40 es 1998-99). El cuadro permite apreciar lo inusual que es el año hidrológico "medio". Entre la hidrología N° 21 y la N° 30, que son más secas que la media, ¡no ocurren déficits en ningún mes! Claramente, el déficit con una hidrología como la

de 1963-64 se debe únicamente a dos meses particularmente secos, a pesar que el año como un todo es bastante húmedo.

6. Conclusión

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 estimen necesarios. Por lo tanto, nuestra metodología e indicadores pueden fácilmente servir como base

Cuadro 5
Déficit con las 20 hidrologías medianas más seca
(en GWH)

| Orden | Año | Déficit 2002-3 | Déficit 2003-4 | Orden | Año | Déficit 2002-3 | Déficit 2003-4 |
|-----------|----------------|-------------------|-------------------|-------|---------|-------------------|-------------------|
| 20 | 1963-64 | - | 119,0 | | | | |
| 21 | 1981-82 | - | - | 31 | 1967-68 | - | 18,2 |
| 22 | 1994-95 | - | - | 32 | 1976-77 | - | 70,8 |
| 23 | 1969-70 | - | - | 33 | 1988-89 | - | - |
| 24 | 1971-72 | - | - | 34 | 1990-91 | 46,2 | - |
| 25 | 1974-75 | - | - | 35 | 1989-90 | - | 321,3 |
| 26 | 1973-74 | - | - | 36 | 1964-65 | - | 477,2 |
| 27 | 1983-84 | - | - | 37 | 1962-63 | - | 966,2 |
| 28 | 1985-86 | - | - | 38 | 1996-97 | 374,4 | 2.634,6 |
| 29 | 1960-61 | - | - | 39 | 1968-69 | 914,2 | 4.106,8 |
| 30 | 1970-71 | - | - | 40 | 1998-99 | 1.318,8 | 4.881,5 |

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.

Una evaluación de este tipo indica que el riesgo de una nueva crisis eléctrica no es grande. En ese sentido, las predicciones bastante alarmantes 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. Si bien no es posible descartar situaciones apretadas (pero improbables), éstas se deben a que la hidrología es variable, no a defectos de la ley vigente.

Sumario

Nº 83 Invierno 2001

CENTRO DE ESTUDIOS PÚBLICOS
Monseñor Sótero Sanz 175,
Fono 231 5324

ESTUDIOS PÚBLICOS

www.cepchile.cl

Víctor Farías

Víctor Farías, Pablo Oyarzún
y Arturo Fontaine Talavera

José Joaquín Ugarte

Ian Ayres y Jeremy Bulow

Juan Pablo Montero
y José Miguel Sánchez

Lee S. Shulman

Alberto Benegas Lynch (h)

José Joaquín Brunner

Alejandra Carrasco

Jorge Edwards

LIBRO

Joaquín Fernandois

DOCUMENTOS

Corte de Apelaciones de Santiago

Cristián Pérez

El maestro y su sombra: Heidegger en el recuerdo

Heidegger y la política

El divorcio, una solución errada

La donación secreta: Evitar que los candidatos sepan quiénes
son sus donantes permite desarticular el tráfico de influencias

Crisis eléctrica en California: Algunas lecciones para Chile

Conocimiento y enseñanza

Una introducción al “lenguaje” posmoderno

Modernidad: Centro y periferia (Claves de cultura)

En busca de la moral perdida

Antes y después de Swann

Eduardo Frei Montalva: Esplendor y ocaso (Cristián Gazmuri
et al., *Eduardo Frei Montalva y su Época*)

Fallo de sobreesimienta temporal del general Augusto Pinochet

El Movimiento de Izquierda Revolucionaria (MIR) visto por el
MIR (Primera Parte)

SUSCRIPCIONES: Anual \$ 9.000 • Bianual \$ 13.500 • Estudiantes \$ 5.000