

Abastecimiento Eléctrico en el SIC: ¿Qué tan Probable es un Déficit?

ALEXANDER GALETOVIC Y JUAN CARLOS OLMEDO

- Una de las secuelas del racionamiento eléctrico que ocurrió en 1998 y 1999 es el recurrente temor a que se repita. Este temor es azuzado porque los pronósticos de posibles déficit rara vez se sustentan con indicadores cuantitativos. Este trabajo estima la probabilidad de déficit en los próximos tres años hidrológicos usando el modelo Omsic, el mismo que se ocupa para operar el sistema.
- La primera conclusión es que durante los próximos tres años hidrológicos (2004-5 [abril de 2004 a marzo de 2005], 2005-6 y 2006-7) la probabilidad de déficit —medida por la probabilidad de que la demanda proyectada sobrepase a la energía producida— no es alta: aún si ocurre una sequía extrema como la del año hidrológico 1998-99 no debiera ocurrir déficit alguno en 2004-5; la probabilidad de déficit en 2005-6 es cero en ocho de los 12 meses y en ninguno mayor que 5%; la probabilidad de déficit en 2006-7 es cero en seis de los 12 meses y en ninguno mayor que 3,6%.
- Lo anterior no significa que los déficit sean imposibles, porque la hidrología en Chile es muy variable y nunca se pueden descartar sequías extremas. Si, por ejemplo, en cada uno de los próximos dos años ocurriera la hidrología más seca de la estadística (en cualquier caso un evento extremadamente improbable), casi no habría déficit durante 2004-5, pero en 2005-6 el déficit sería alto, poco menos de 2.300 MWh (equivalentes al 6% del consumo anual proyectado).
- Aun en esa eventualidad, bastarían 325,6 MW de capacidad adicional transitoria (vale decir, aquella 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, algo menos que los 450 MW que instaló Endesa durante la crisis de 1998 y 1999.
- La postergación de la entrada de la central Ralco (desde julio de 2004 a marzo de 2005) o un crecimiento algo más rápido de la demanda que el proyectado por la CNE no afectan mayormente la probabilidad de que ocurran déficit. Por otro lado, la situación de abastecimiento en 2006-7 podría ser algo más apretada si en 2006 no se instalan 250 MW de capacidad de generación adicional incluidas actualmente en el plan de obras de la CNE. En ese caso la probabilidad de déficit aumenta marginalmente y es un poco mayor que 5% durante cuatro meses. En cualquier caso, existen varios proyectos que podrían instalar capacidad igual o mayor a 250 MW.
- En resumen, la probabilidad de déficit durante los próximos tres años hidrológicos es baja. Al mismo tiempo, y como es siempre el caso en el Sistema Interconectado Central, no se pueden descartar déficit ante eventos extremos tales como dos sequías seguidas tan secas como la peor de la estadística. Sin embargo, aún en ese caso, el déficit se podría superar con capacidad adicional transitoria menor de la que se instaló durante la crisis de 1998 y 1999.

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@aes.com.

* 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, Juan Ricardo Inostroza y Humberto Soto.

1. Introducción

Una de las secuelas del racionamiento eléctrico que ocurrió en 1998 y 1999 es el temor a que se repita. Este temor es azuzado por periódicos anuncios de posibles déficit, que sin embargo rara vez se sustentan con indicadores cuantitativos. Esta nota evalúa la situación de abastecimiento eléctrico en el Sistema Interconectado Central (SIC) a septiembre de 2003 con la metodología desarrollada en Galetovic, Olmedo y Soto (2002). Como se argumenta en ese trabajo, una manera apropiada de evaluar la situación de abastecimiento en el SIC es calculando la probabilidad de ocurrencia de déficit, porque la principal fuente del riesgo, la variabilidad hidrológica, es probabilística.

El ejercicio indica que durante los próximos tres años hidrológicos (2004-5, 2005-6 y 2006-7) la probabilidad de déficit —medida por la probabilidad de que la demanda proyectada sobrepase a la energía producida— no es alta: aún si ocurre una sequía extrema como la del año hidrológico 1998-99 no debiera ocurrir déficit alguno en 2004-5; la probabilidad de déficit en 2005-6 es cero en ocho de los 12 meses y en ninguno mayor que 5%; la probabilidad de déficit en 2006-7 es cero en seis de los 12 meses y en ninguno mayor que 3,6%¹.

En la sección 2 argumentamos que la variabilidad hidrológica a la que está sujeto el SIC hace inevitable que ocurran algunos años en que el consumo de energía eléctrica deba restringirse. Aún si la situación de abastecimiento es holgada, los déficit son posibles porque siempre es posible que ocurra un año particularmente seco. En la sección 3 argumentamos 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. La sección 5 concluye.

¹ La ley define que el año hidrológico comienza en abril y termina en marzo del año siguiente. Así, 2005-6 denota el año hidrológico que comienza en abril de 2005 y termina en marzo de 2006.

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

El SIC está sujeto a un importante riesgo hidrológico porque gran parte 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 año.

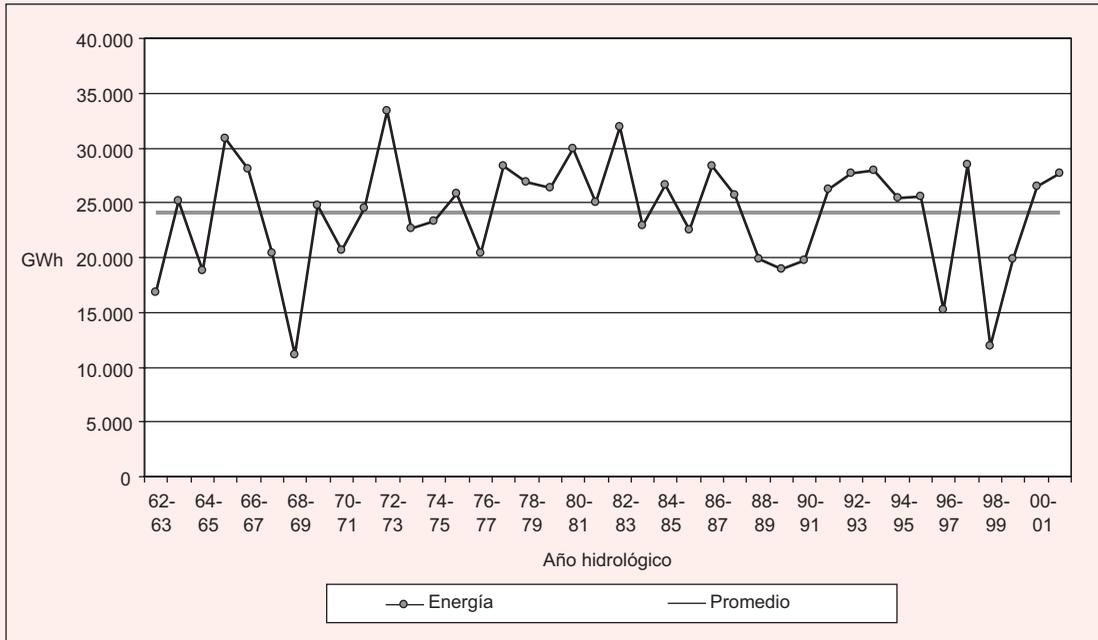
La figura 1 grafica la cantidad de energía hidráulica que se podría haber generado en el SIC con el actual parque de centrales hidráulicas más Ralco en cada uno de los años hidrológicos entre 1962-63 y 2000-1². Considerando que el consumo anual en el SIC en 2003 será un poco menos que 33.500 GWh, se puede apreciar que en un año muy húmedo (tal como 1972-73) más del 100% de la cantidad demandada puede ser satisfecha con generación hidráulica³. En un año de hidrología promedio, la generación hidráulica permite abastecer poco más del 70% de la cantidad demandada (poco más de 24.000 GWh), mientras que en un año muy seco como 1968-69 o 1998-99, apenas algo más que de 11.000 GWh o 33% de la cantidad demandada es abastecida con generación hidráulica. Vale decir, en un año muy seco desaparece más de la mitad de la energía hidráulica disponible normalmente.

El impacto de la variabilidad hidrológica 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

² El ejercicio supone que los embalses parten y terminan el año hidrológico en el mismo nivel, vale decir, las centrales generan todo el flujo de agua que reciben durante el año hidrológico.

³ La potencia es la capacidad de desarrollar trabajo mecánico, y se mide en watts (W). La energía es el uso o generación de potencia en un período de tiempo y se mide en watts por hora o watts-hora (Wh). Así por ejemplo, una ampollita de 100 W de potencia consume 50 Wh de energía si está encendida por media hora. Un kilowatt (KW) son 1000 watts; un megawatt (MW) son 1000 KW y un gigawatt (GW) son 1000 MW.

Figura 1
Energía hidráulica afluente al SIC
(1962-63 a 200-1)



ociosa casi todo el tiempo. Puesto de otra forma, ¿cuál sería el sentido de invertir en centrales hidráulicas si a cada MW invertido se le exigiera un respaldo térmico equivalente que no se usaría casi nunca? Por ello, en Chile central es inevitable 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 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 compu-

tacional 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 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-SIC) 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.

⁴ 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.

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 probabilidad de déficit es muy baja, en el sentido que bajo la mayoría de las hidrologías no ocurren crisis de abastecimiento, ocurran déficit con hidrologías muy secas. Por lo mismo, la probabilidad de que ocurra un déficit es el indicador apropiado de cuán holgado o apretado se ve el abastecimiento.

4. La situación de abastecimiento vista desde agosto de 2003

En esta sección evaluamos la probabilidad de una nueva crisis eléctrica en los próximos tres años hidrológicos: 2004-5, 2005-6 y 2006-7.

4.1. Método y supuestos

Para evaluar la probabilidad con que ocurrirán déficit en los siguientes tres años hidrológicos hacemos lo siguiente. Partimos sorteando aleatoriamente 1.000 secuencias de hidrologías. *Grosso modo*, en cada sorteo se elige una de las 40 hidrologías de la estadística año por año (véase Galetovic, Olmedo y Soto [2002] para una descripción detallada). 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) 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; (d) la cota promedio del lago Laja; (e) el costo marginal promedio en mil\$/kWh⁵.

La simulación de la operación se hizo con la cota del lago Laja a inicios de agosto de 2003, 1.345,7 metros sobre el nivel del mar⁶. El caso base que consideramos corresponde a la proyección de demanda y de entrada de centrales que hizo la CNE cuando fijó el precio de nudo en abril de 2003. Esta proyección de consumo supone una tasa media de crecimiento de la demanda de 5,9% en 2004 (el resto de los años aparece en la columna 1 del Cuadro 1). También supone que en los próximos dos años entrarán dos centrales. Ralco de Endesa (de 570 MW, en julio de 2004) y el cierre del segundo ciclo combinado de la central Nehuenco de Colbún (130,7 MW en julio de 2004)⁷.

4.2. Resultados: El caso base

El Cuadro 1 muestra los resultados de una corrida de 1.000 simulaciones del caso base. Según las simulaciones, no habrá déficit en 2004-5 y, en promedio, el déficit será 9,9 GWh en 2005-6 (para tener una idea del orden de magnitud de esta magnitud, nótese que la demanda proyectada para el año 2005 según el Cuadro 1 es 37.645 GWh y el déficit agregado durante toda la crisis de 1998-1999 fue de 450 GWh).

El mes con mayor probabilidad de déficit es marzo de 2006 —la fracción de las simulaciones que arrojan un déficit de a lo menos 1% de la demanda es 0.05 (ó 5%)—. Y cuando se miran los tres años hidrológicos conjuntamente se concluye que la probabilidad que ocurra déficit es 0 o menor que 0.01 (ó 1%) en 24 de los 36 meses. Esta situación de abastecimiento es holgada: la cota promedio del lago Laja es casi siem-

⁵ Un 'mil' es equivalente a una milésima de dólar, y es la unidad estándar en que se miden los costos de generación eléctrica.

⁶ 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.

⁷ Para más detalles sobre el plan de obras véase el apéndice y CNE (2003).

Cuadro 1
Demanda (CNE y aumentada)

Año	CNE		Demanda aumentada	
	(1) Consumo (GWh)	(2) Tasa de aumento	(3) Consumo (GWh)	(4) Tasa de aumento
2003	33.446		33.479	
2004	35.419	5,9%	35.655	6,5%
2005	37.641	6,3%	38.108	6,9%
2006	40.205	6,8%	40.783	7,0%
2007	43.188	7,4%	43.809	7,4%

Fuente: CNE (2003)

pre mayor que los 1.340 m.s.n.m. y el costo marginal se mantiene por lo general por debajo de los 20 mils/KWh.

¿Qué ocurriría en un año muy seco? El Cuadro 3 muestra los déficit que ocurrirían cada mes si se suceden dos años con sequías como la de 1998-99, la peor de la estadística⁸. Este evento es extremo e improbable, tanto así que desde que existen estadísticas nunca ha ocurrido algo parecido. Sin embargo, nos da una cota superior de la profundidad que puede alcanzar un déficit.

Se aprecia en el Cuadro 3 que aún si el año hidrológico que comienza en abril del próximo año es tan seco como el más seco de la estadística (1998-99), el sistema puede operar casi todo el año sin racionamiento, salvo por un pequeño déficit de 7,2 GWh en marzo de 2005⁹. Sin embargo, si la sequía extrema se repitiera tal cual en 2005-6, la situación de abastecimiento sería muy difícil y los déficit comenzarían en julio

⁸ El lector cuidadoso apreciará que en la figura 1 el peor año de la estadística es 1968-69 (11.106 GWh contra los 11.913 del año 1998-9). Sin embargo, la secuencia mensual de la sequía implica que desde el punto de vista de la generación el año 1998-99 es peor aún. De hecho, los déficit reportados líneas abajo son menores si se consideran dos sequías 1968-69 seguidas.

⁹ El déficit es pequeño en el sentido que equivale a poco menos del 10% del consumo de un solo día de semana.

de 2005. Aunque vastas, las reservas del Laja no son ilimitadas: como se aprecia en el Cuadro 3, el Laja termina el año hidrológico 2004-5 con su cota en apenas 1.316,1 m.s.n.m. apenas seis metros por encima del mínimo. Una vez que se materializa la segunda sequía y con el lago Laja en niveles bajos, el déficit es inevitable y, entre julio de 2005 y marzo de 2006, él suma 2.281,5 GWh.

Este déficit es alto (equivale al 6% del consumo anual proyectado para el año 2005), pero se puede eliminar instalando 325,6 MW de capacidad adicional transitoria (es decir, turbinas diesel que se instalan cuando la sequía es inminente y se retiran una vez que ésta termina)¹⁰. A juzgar por la experiencia, es factible instalar tal capacidad —Endesa agregó 450MW durante la crisis de 1998 y 1999¹¹.

Una perspectiva algo diferente pero complementaria sobre el impacto de una sequía extrema en 2004-5 se obtiene computando la probabilidad de déficit en 2005-6 y 2006-7 *condicional* a que ocurra una sequía extrema durante el próximo año hidrológico, 2004-5. El Cuadro 4 permite apreciar que aún así las probabilidades de déficit en 2005-6 no son tan altas, y el déficit esperado es 62,4 GWh. Luego de una sequía extrema la probabilidad de déficit aumenta, pero en ningún mes es mayor que el .075 (7,5%) de marzo de 2006. Se aprecia, además, que para la mayoría de las hidrologías la recuperación del lago Laja es bastante rápida, y en marzo de 2006 la cota promedio ya llega a los 1.338,4 m.s.n.m.

¹⁰ Es importante enfatizar que esta capacidad se instala transitoriamente. La alternativa que se discutió hace algunos años, a saber, instalar capacidad permanente licitada cuando la CNE avizorase un déficit, es extremadamente costosa e ineficiente (véase Galetovic, Olmedo y Soto [2002b]).

¹¹ Más aún, 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. Véase, por ejemplo, a Díaz *et al.* (2000).

Cuadro 2

Probabilidad de déficit en 2004-5, 2005-6 y 2006-7
(caso base)

2004-5												
	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
Desv. estándar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Prob. de déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cota (m.s.n.m.)	38,5	37,8	38,3	38,9	39,4	39,8	41,3	42,9	43,5	41,9	40	37,8
Costo marginal (mils/kWh)	17,2	15,5	16,3	14,6	13,9	14,4	14	15	14,1	16,5	18,7	20
2005-6												
	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	0	0	1,0	2,7	1,8	0	0	0,2	0,2	5,0
Desv. estándar	0	0	0	0	6,7	16,4	10,1	0	0	4,9	5,4	30,0
Prob. de déficit	-	-	-	-	.023	.026	.03	-	-	.001	.002	.05
Cota (m.s.n.m.)	36,2	36	36,9	37,6	38,2	38,9	40,7	42,5	42,9	41,4	39,6	37,7
Costo marginal (mils/kWh)	17,4	16	18,1	15,7	18,5	19,1	24,6	16,6	23,4	20,2	23,3	31,2
2006-7												
	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	4,7	0	2,1	2,3	2,2	0	0	0	0,2	7,1
Desv. estándar	1,0	0	28,1	0	12,4	17,3	14,0	0	0	0	6,6	36,6
Prob. de déficit	-	-	.027	-	.027	.017	.02	-	-	-	.001	.036
Cota (m.s.n.m.)	36,2	35,9	36,8	37,5	38,1	38,6	40,5	42,2	42,8	41,3	39,5	37,5
Costo marginal (mils/kWh)	20	23,6	21,9	17,2	20,9	19,3	23	18,4	18,7	22,4	27,7	30,9

Cuadro 3

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

2004-5												
	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	7,2
Cota (m.s.n.m.)	38,2	35,7	33,2	30,8	28,3	26	25,2	23,2	21,8	20,1	18,4	16,1
Costo marginal (mills)	17,2	17,2	20,6	20,6	20,1	20,6	75,5	68,7	78,3	76,8	111,6	179,6
2005-6												
	abr	may	jun	jul	Ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	0	122	7,8	384,5	280,9	0	256,6	376,4	298,9	554,4
Cota (m.s.n.m.)	15,8	15,1	14,2	13,3	12,3	11,6	11,6	11,3	10,2	10	10	10
Costo marginal (mills)	20,8	31,1	34,6	202	202	277,6	205,2	143,2	202	262,8	277,7	291,2

Cuadro 4
Probabilidad de déficit en 2005-6 y 2006-7
con sequía 1998-99 en 2004-5
(caso base)

2005-6												
	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0,2	6,3	1,1	2,6	5,9	3,4	0	2,8	5,6	7,1	22
Desv. estándar	0	1,1	38,6	9,6	20,4	32,8	20,6	0	22,3	31,1	30	82,3
Prob. de déficit	-	-	.026	.013	.031	.038	.031	-	.018	.039	.056	.075
Cota (m.s.n.m.)	16,1	17,3	19,5	21	22,4	23,7	26,2	29	30,3	29,6	28,6	27,5
Costo marginal (mils/kWh)	21,9	28	23,5	23,7	21,5	23,3	26,3	25,5	27,6	30,2	35,1	38,4
2006-7												
	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0,2	1,2	7,7	0,2	3,4	4,5	4	0	0,7	1,7	3,6	17,7
Desv. estándar	3,6	15,3	42,9	5,2	20,8	27,1	21,1	0	11,8	19,9	24,9	71,1
Prob. de déficit	.002	.006	.036	.001	.036	.003	.034	-	.004	.009	.02	.067
Cota (m.s.n.m.)	26,6	26,9	28,3	29,4	30,4	31,4	33,4	35,4	36,3	35	33,4	31,8
Costo marginal (mils/kWh)	24,1	26,6	26,1	18,8	23,1	22,5	28,3	23,5	24,5	28,7	35,4	39

4.3. Sensibilidad

A continuación reportamos tres ejercicios que examinan la sensibilidad de los resultados a los supuestos fundamentales. Para hacerlo, en cada caso modificamos el modelo y reoptimizamos la operación del sistema a partir de abril del 2004. Los resultados se reportan en el Cuadro 5 (a, b y c). En el Cuadro 6 comparamos los déficit esperados en cada ejercicio de sensibilidad con el caso base. Finalmente, en el Cuadro 7 presentamos los déficit que se materializarían si se suceden dos hidrologías como la de 1998-99 y la capacidad adicional transitoria necesaria para eliminarlos.

¿Qué ocurre si se posterga la entrada de Ralco? El primer ejercicio consiste en postergar la entrada de Ralco y trasladarla desde julio de

2004 hacia abril de 2005. Los resultados se presentan en el cuadro 5a.

Si se compara con el caso base (Cuadro 2), el sistema se comporta casi igual y las probabilidades de déficit son muy similares en cada uno de los 36 meses de los tres años hidrológicos. Esto ocurre por dos razones. En primer lugar, Ralco es una central hidráulica, luego en un año de sequía su aporte no es muy relevante. En segundo lugar, la postergación de la entrada lleva a que el modelo de operación use el agua embalsada más conservadoramente, sustituyendo la generación de Ralco por generación térmica. Ambos efectos son suficientes para que en el neto la probabilidad de déficit no cambie mayormente. Más aún, como se aprecia en el Cuadro 7, cuando se materializan dos sequías seguidas, los déficit son muy similares en ambos casos.

Cuadro 5a

Probabilidad de déficit en 2004-5, 2005-6 y 2006-7 si la entrada de Ralco se posterga

2004-5												
	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
Desv. estándar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Prob. de déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cota (m.s.n.m.)	39,4	38,9	39,4	39,9	40	40,2	41,5	42,9	42,9	41,2	39,3	36,9
Costo marginal (mils/kWh)	17,2	15,1	16,1	15,2	15,1	16,4	18,5	26,6	15,2	17,3	19,4	21,8
2005-6												
	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	0	0	1,0	2,7	1,8	0	0	0,2	0,2	5,0
Desv. estándar	0	0	0	0	6,7	16,4	10,1	0	0	4,9	5,4	30,0
Prob. de déficit	-	-	-	-	.023	.026	.03	0	0	.001	.002	.05
Cota (m.s.n.m.)	35,3	35,2	36,2	36,9	37,6	38,3	40,1	41,9	42,4	40,8	39,1	37,3
Costo marginal (mils/kWh)	17,5	16,1	18,2	15,8	18,5	19,1	24,6	16,8	23,5	20,3	23,6	31,3
2006-7												
	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	4,7	0	2,1	2,3	2,2	0	0	0	0,2	7,1
Desv. estándar	1	0	28,2	1,3	12,4	17,3	14,1	0	0	0,3	6,6	36,7
Prob. de déficit	-	-	.027	.001	.027	.017	.02	-	-	-	.001	.037
Cota (m.s.n.m.)	35,7	35,5	36,4	37,1	37,7	38,3	40,1	41,9	42,6	41	39,2	37,3
Costo marginal (mils/kWh)	20,2	23,8	22	17,3	20,9	19,4	23	18,5	18,8	22,5	27,8	31

Se podría argumentar que el ejercicio correcto para evaluar la consecuencia de no agregar 250 MW en 2006 consiste en retirar ese proyecto definitivamente del plan de obras, no sólo trasladarlo al 2007. Sin embargo, desde el punto de vista de evaluar la probabilidad de déficit en 2006-7, el traslado lleva a una probabilidad mayor que si el proyecto se retirase. La razón es que durante los tres años en estudio el modelo usa más rápido el agua cuando anticipa la entrada de los 250 MW en abril de 2007, que cuando el proyecto se retira definitivamente.

Crecimiento más rápido de la demanda.

Por último, en el Cuadro 5c presentamos los resultados de una simulación que supone que la

demanda crece algo más rápido, tal como se muestra en la columna 3 del Cuadro 1. Cuando se compara con el Cuadro 2, se aprecia que la situación de abastecimiento es muy similar en 2004-5 y 2005-6. De hecho, como lo muestra el Cuadro 6, los déficit esperados son muy similares. Más aún, en 2006-7 las probabilidades aumentan un poco en un par de meses, pero salvo en marzo de 2007, el aumento es marginal.

El desabastecimiento durante una situación extrema, sin embargo, es más severo cuando la demanda crece más rápido. En efecto, el Cuadro 7 muestra que el déficit en 2005-6 luego de una sequía extrema es 2.597,5 GWh, contra los 2.281,5 GWh del caso base. Consiguientemente, los 370,7 MW de capacidad adicional tran-

Cuadro 5b

Probabilidad de déficit en 2004-5, 2005-6 y 2006-7 si no entran 250MW en 2006

2004-5												
	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
Desv. estándar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Prob. de déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cota (m.s.n.m.)	39	38,3	38,8	39,4	39,8	40,2	41,8	43,5	44	42,5	40,7	38,5
Costo marginal (mils/kWh)	17,2	15,5	16,3	14,6	14	14,4	14	15	14,1	16,5	18,8	20
2005-6												
	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	0	0	1,0	2,6	1,7	0	0	0,1	0,2	5,8
Desv. estándar	0	0	0	0	6,7	16,2	9,9	0	0	2,9	5	28,5
Prob. de déficit	-	-	-	-	.023	.026	.03	-	-	.001	.001	.049
Cota (m.s.n.m.)	37	36,8	37,8	38,4	39	39,7	41,5	43,3	43,8	42,2	40,6	38,8
Costo marginal (mils/kWh)	17,4	16,1	18,2	15,7	18,5	19,1	24,6	16,7	23,3	20,3	23,2	31,4
2006-7												
	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	4,6	1,2	6,6	5,2	9,6	0	3,4	3,9	6,1	16,7
Desv. estándar	1	0	27,7	8	39,5	39,6	45,5	0	14,8	21,9	27,5	73,2
Prob. de déficit	-	-	.027	.024	.027	.017	.052	-	.052	.036	.053	.055
Cota (m.s.n.m.)	37,3	37,1	38	38,7	39,2	39,8	41,5	43,2	43,8	42,2	40,2	38
Costo marginal (mils/kWh)	20,1	23,7	22	28,5	24,2	23,3	24,5	27,6	26,7	34,6	38,5	36,6

sitoria necesaria para eliminarlo son más que los 325,6 MW del caso base.

5. Conclusión

La principal conclusión de este estudio es que la probabilidad de déficit durante los próximos tres años hidrológicos es baja. Al mismo tiempo, y como es siempre el caso en el Sistema Interconectado Central, no se pueden descartar déficit ante eventos extremos tales como dos sequías seguidas tan secas como la peor de la estadística. Sin embargo, aun en ese caso, el déficit se podría superar con capacidad adicional transitoria menor de la que se instaló durante la crisis de 1998-1999.

¿Cuál es la situación de abastecimiento a partir del año 2007? Es evidente que si nunca más se construyeran centrales en Chile central, eventualmente ocurriría un desabastecimiento. Pero la experiencia de los años noventa, cuando la demanda se duplicó y así lo hizo la capacidad del sistema, sugiere que las inversiones se materializan si el marco regulatorio es razonablemente creíble. En ese sentido, no existen proyectos indispensables, porque desde el punto de vista del abastecimiento, da lo mismo que la inversión la aporte una interconexión o bien proyectos de centrales. En este momento existen proyectos alternativos como la reconversión de la central Renca, la central Candelaria o la central Totihue, que podrían materializarse si las condi-

Cuadro 5c

Probabilidad de déficit en 2004-5, 2005-6 y 2006-7 si la demanda crece más rápido

2004-5												
	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
Desv. estándar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coef. de variación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Prob. de déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cota (m.s.n.m.)	39,2	38,5	39	39,6	40	40,4	42	43,6	44,1	42,6	40,7	38,5
Costo marginal (mils/kWh)	17,4	15,7	16,7	14,7	14,1	14,6	14,1	15,3	14,3	16,7	19,1	21,3
2005-6												
	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	0,1	0	1,6	3,6	3,2	0	0	0,2	0,3	8,5
Desv. estándar	0	0	0,9	0	10,6	22,1	16,8	0	0,2	4,8	6,8	39
Prob. de déficit	-	-	-	-	.023	.026	.031	-	-	.001	.002	.05
Cota (m.s.n.m.)	36,9	36,7	37,6	38,2	38,9	39,6	41,3	43,1	43,4	41,8	40,1	38,2
Costo marginal (mils/kWh)	17,7	16,7	19,1	16,7	18,9	19,5	25,5	17,3	25	22,5	27,1	32,4
2006-7												
	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0,1	0	5,9	0,1	3,1	3	3,9	0	0	0,5	0,7	9,9
Desv. estándar	2,5	0	35,7	2,6	18,5	23,2	21,9	0	0	4,3	8,5	46,8
Prob. de déficit	.001	-	.027	.001	.027	.017	.035	-	-	.007	.001	.052
Cota (m.s.n.m.)	36,6	36,3	37,1	37,8	38,4	38,9	40,7	42,4	42,9	41,3	39,4	37,4
Costo marginal (mils/kWh)	21,2	24,5	23,4	20,2	21,1	20	23,3	19,8	22,8	25,6	31,2	31,5

ciones de mercado lo justifican. En vista que instalar una central de ciclo combinado toma alrededor de tres años, la situación normal de un mercado debiera ser que, a tres o cuatro años plazo, exista una cartera de proyectos sin que éstos se hayan comprometido a firme. Por otro lado, no está de más mencionar que uno de los factores determinantes de la celeridad con que un proyecto se puede iniciar es el tiempo que tome la evaluación de impacto ambiental, procedimiento que suele ser muy lento.

Referencias

- Comisión Nacional de Energía (2003), "Fijación de precios de nudo, abril, 2003, Sistema Inteconectado Central (SIC)", Santiago, CNE. Disponible en www.cne.cl.
- Díaz, C., A. Galetovic y R. Soto (2000). "La crisis eléctrica de 1998-1999: causas, consecuencias y lecciones", *Estudios Públicos* 80, pp.149-152. Disponible en www.cepchile.cl.
- Galetovic, A., J. C. Olmedo y H. Soto (2002b). "Una estimación del costo social de eliminar los déficit de abastecimiento eléctrico en el SIC", *Revista de Análisis Económico* 17(2), 3-30. Disponible en www.ilades.cl/economia/RAE/Galetovic2002.pdf.

Cuadro 6

Los cuatro casos comparados I
Déficit esperados
(en GWh)

	2004-5	2005-6	2006-7
Caso base	0	12,1	18,6
Ralco se atrasa	0	12,1	18,6
No entran 250 MW durante 2006	0	11,4	57,3
Demanda crece más rápido	0	17,5	27,2

Cuadro 7

Los cuatro casos comparados II
Dos sequías 1998-99 seguidas

(a) Déficit (en GWh)

	2004-5	2005-6
Caso base	7,2	2.281,5
Ralco se atrasa	72,8	2.213,1
No entran 250 MW durante 2006	0	2.206,3
Demanda crece más rápido	43,2	2.597,6

(b) Capacidad adicional transitoria necesaria para eliminar el déficit (en MW)

	2004-5	2005-6
Caso base	1,0	325,6
Ralco se atrasa	10,4	330,1
No entran 250 MW durante 2006	0	314,8
Demanda crece más rápido	6,2	370,7

Notas (1) Durante la crisis de 1998-1999 se agregaron alrededor de 450 MW de capacidad adicional transitoria. (2) Se supone un factor de carga de 80%. Esto implica que las turbinas adicionales transitorias operan durante 19 horas diarias mientras hay déficit.

Apéndice

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

El modelo. 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-SIC 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 arbitrario.

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 2003 (véase el Cuadro 1).

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 7 PM. 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 40x12 (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 1962-63 a 2000-1 elaboradas por el CDEC-SIC.

La energía que aportarán las centrales que utilizan agua del resto de los embalses del SIC (Colbún, Cipreses, Canutillar 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.

La energía en el Laja. La simulación de la operación se hizo tomando como base la cota del lago Laja al principio de agosto de 2003 que alcanzó a 1.345,7 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 - 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

fuerza de las tasas de falla es la fijación de precio de nudo de abril de 2003.

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.

Se ha empleado el plan de obras usado por la CNE en la fijación de precios de nudo de abril de 2003. Éste incluye el cierre del ciclo combinado de la central Nehuenco 2 (130,7 MW, julio 2004); la entrada de Ralco (570 MW, julio 2004); la interconexión SIC-SING (250 MW, julio 2006); y dos ciclos combinados genéricos de 370 MW, uno en abril de 2007 y otro en enero de 2008.

Las salidas de centrales por mantenimiento programado. Las centrales deben retirarse de servicio periódicamente para realizar mantenimiento. Se ha empleado la programación de mantenimientos para los próximos 12 meses utilizada por el CDEC-SIC y, para el período remanente, los valores de mantenimiento típico supuestos por la CNE en la fijación de precios de nudo de abril de 2003.

El precio de los combustibles. Se han usado los precios de combustible de corto plazo definidos por el CDEC-SIC (año hidrológico 2003-4); los precios de largo plazo corresponden a los valores definidos por la CNE en la fijación de precios de abril de 2003.