

Abastecimiento eléctrico en el SIC 2006-2010: ¿Qué tan probable es un déficit?*

ALEXANDER GALETOVIC, JUAN RICARDO INOSTROZA
Y CRISTIÁN MARCELO MUÑOZ M.

- Esta nota estima la probabilidad mensual de déficit de abastecimiento eléctrico en el Sistema Interconectado Central (SIC) entre junio de 2006 y marzo de 2011. El abastecimiento no es holgado. Las probabilidades de déficit son mayores que cero en la mayoría de los meses, aunque menores que hace un año.
- En gran medida, la mejora se debe a los aciertos de la Ley Corta 2. De un lado, los aumentos de precio hicieron crecer la demanda por electricidad menos que el PGB durante 2005. Del otro lado, el aumento de precios ha estimulado la conversión a diésel de gran parte de las centrales que operaban con gas natural, la instalación de turbinas diésel y la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas.
- Con todo, sería temerario ignorar que la situación de abastecimiento podría empeorar si cambian algunos de los supuestos, basado en el plan de obras que usó la Comisión Nacional de Energía (CNE) para fijar el precio de nudo en abril de este año.
- Como de costumbre, una sequía extrema causaría déficits. La novedad es que son mayores de lo que era habitual antes de la crisis del gas y que para eliminarlos sería necesario instalar bastante más capacidad adicional transitoria.
- Más importante, si los 1.375 MW que, según el plan de obras de la CNE, entrarían entre octubre de 2009 y octubre de 2010, se atrasan apenas seis meses, las probabilidades de déficit aumentarían fuertemente, sobre todo desde fines de 2009. Por ejemplo, la probabilidad de déficit llega a casi 20% en abril de 2010 si el retraso es de 12 ó 18 meses. Estas probabilidades mensuales son altas: en condiciones normales no serían mayores que .05 o 5%.
- Por último, si los argentinos cortasen totalmente el suministro de gas, pero se reconvirtieran para funcionar con diésel las dos centrales a gas que aún no lo han hecho, Taltal 1 y Nehuenco 2, la probabilidad de déficit no aumentaría e, incluso, caería. De manera similar, si se dispusiera de gas sin restricciones, la situación del abastecimiento sería un poco mejor pero no muy distinta, aunque el costo de generación sería menor.
- En resumen, si bien la situación no es desesperada, tampoco hay espacio para cometer errores. Es crucial que las licitaciones de distribuidoras atraigan inversiones en nuevas centrales y los permisos ambientales se tramiten con celeridad. Y es muy importante que se reglamenten de manera eficaz los mecanismos que permitirían estimular las reducciones voluntarias de consumo durante déficits y la generación distribuida de pequeños generadores.

Alexander Galetovic. Profesor de la Universidad de los Andes e Investigador del Centro de Estudios Públicos.

Juan Ricardo Inostroza. AES Gener S.A.

Cristián Marcelo Muñoz M. AES Gener S.A. y Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile.

* 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.

1. Introducción

Esta nota evalúa el abastecimiento eléctrico en el Sistema Interconectado Central (SIC) desde junio de 2006 y durante los siguientes cinco años hidrológicos, 2006-7 a 2010-11¹. El ejercicio muestra que el abastecimiento no es holgado. Las probabilidades de déficit son mayores que cero en la mayoría de los siguientes 48 meses, aunque menores que hace un año.

Desde que comenzaron los cortes de gas argentino en 2004 y se retrasaron las inversiones, se suele creer que el abastecimiento eléctrico es precario y dependiente casi exclusivamente de la disponibilidad de gas, y que lo será aun más durante los próximos años a medida que aumenten los cortes. En realidad, hasta que el Congreso aprobó la Ley Corta 2 en mayo de 2005², las probabilidades de déficit habían aumentado a niveles sin precedentes desde que se privatizó la industria eléctrica.

Sin embargo, la Ley Corta 2 permitió que los precios regulados aumentaran para reflejar el mayor costo de la energía debido al cambio de la tecnología de expansión y el retraso de las inversiones. De un lado, este aumento de precios ha estimulado la reconversión de centrales a gas para que puedan usar petróleo diésel. Del otro lado, la demanda ha respondido a los precios más altos, creciendo bastante más lento que lo proyectado durante el año pasado. Aunque la caída de la tasa de crecimiento es temporal, el nivel de consumo será menor de manera permanente. En conjunto, estas dos causas explican la caída de las probabilidades mensuales de déficit.

Con todo, sería temerario e imprudente concluir que la situación de abastecimiento es

holgada. Para comenzar, nuestras simulaciones indican que los costos marginales promedio son altos. Vale decir, el sistema operará con pocas holguras y eventos inesperados tales como fallas de centrales o aumentos de los cortes de gas deberían causar problemas. También es cierto que el SIC siempre enfrenta un riesgo hidrológico importante. Si, por ejemplo, este año resulta muy seco (cosa que, afortunadamente, ya no es muy probable), ocurrirían déficits crecientes a partir de septiembre y de magnitud apreciable durante febrero y marzo de 2007. Por último, y más importante, el plan de obras estimado por la CNE y que ocupamos como base de nuestras simulaciones, supone que entrarán 1.375 MW de nueva capacidad entre octubre de 2009 y octubre de 2010. Si estas inversiones se retrasan apenas seis meses, la probabilidad de déficit llega a casi .2 ó 20% en abril de 2010; y hasta .3 ó 30% si el retraso es de 12 ó 18 meses.

En todo caso, y contrario a lo que se suele creer, la intensidad de los cortes de gas no necesariamente afecta mucho a la probabilidad de déficit. En particular, mostraremos que aun si los argentinos cortan totalmente el suministro de gas, la probabilidad de déficit no aumentaría si se reconvierten para funcionar con diésel las dos centrales a gas que aún no lo han hecho (Taltal 1 y Nehuenco 2, que suman alrededor de 500 MW).

En el resto de esta nota 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 (sección 2). Por eso, aun si la situación de abastecimiento es holgada, los déficits son posibles porque siempre es probable que ocurra un año particularmente seco. En la sección 3 argumentamos que la situación de abastecimiento debe evaluarse estocásticamente porque la principal fuente de riesgo, la variabilidad hidrológica, también lo es. En la sección 4 presentamos los resultados de las estimaciones. La sección 5 con-

¹ El año hidrológico comienza en abril y termina en marzo del año siguiente. Así, por ejemplo, 2006-7 denota el año hidrológico que comenzó en abril de este año y termina en marzo de 2007.

² Ley N° 20.018.

cluye. En un apéndice detallamos los supuestos que subyacen a los cálculos.

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 suficiente de regulación interanual y su generación depende principalmente de los caudales afluentes de cada año³.

El Gráfico 1 muestra la cantidad de energía que se podría haber generado en el SIC con las centrales hidroeléctricas actualmente instaladas y los caudales que hubieran recibido durante cada uno de los años hidrológicos entre 1962-63 y 2001-02⁴. Si se considera que el consumo anual en el SIC en 2006 será alrededor de 40.000 GWh⁵, se puede apreciar que en un año muy húmedo (tal como 1972-73) más del 80% de la cantidad demandada puede ser satisfecha con generación hidroeléctrica⁶. En un año de hidrología promedio, la generación hidroeléctrica permite abastecer poco más del 58% de la cantidad demandada (alrededor de 23.000 GWh), mientras que en un año muy seco como 1968-69

³ El CDEC-SIC no sigue un criterio formal para definir la capacidad de regulación de un embalse. Normalmente, esta capacidad puede medirse de dos formas: (a) el número de días que toma vaciar el embalse funcionando a plena potencia partiendo desde su cota máxima y con el caudal afluente más seco. (b) El número de días que toma llenar el embalse vacío con el caudal más seco y manteniendo detenida la central. Sobre la capacidad de regulación de los embalses es útil consultar a Panel de Expertos (2004).

⁴ 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.

⁵ Se consideran las ventas, proyectadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en abril de 2006, más las pérdidas por transmitir la energía hacia los centros de consumo.

ó 1998-99, apenas algo más de 10.500 GWh o 26% de la cantidad demandada es abastecida con generación hidroeléctrica. Vale decir, en un año muy seco desaparece más de la mitad de la energía hidroeléctrica 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 ociosa casi todo el tiempo. Puesto de otra forma, ¿cuál sería el sentido de invertir en centrales hidroeléctricas 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 PLP⁷, que ocupa el CDEC-SIC para planificar la operación de corto plazo del sistema, reconoce este hecho fundamental y opera el sistema para minimizar el costo *social* esperado de abastecimiento y déficit (o falla).

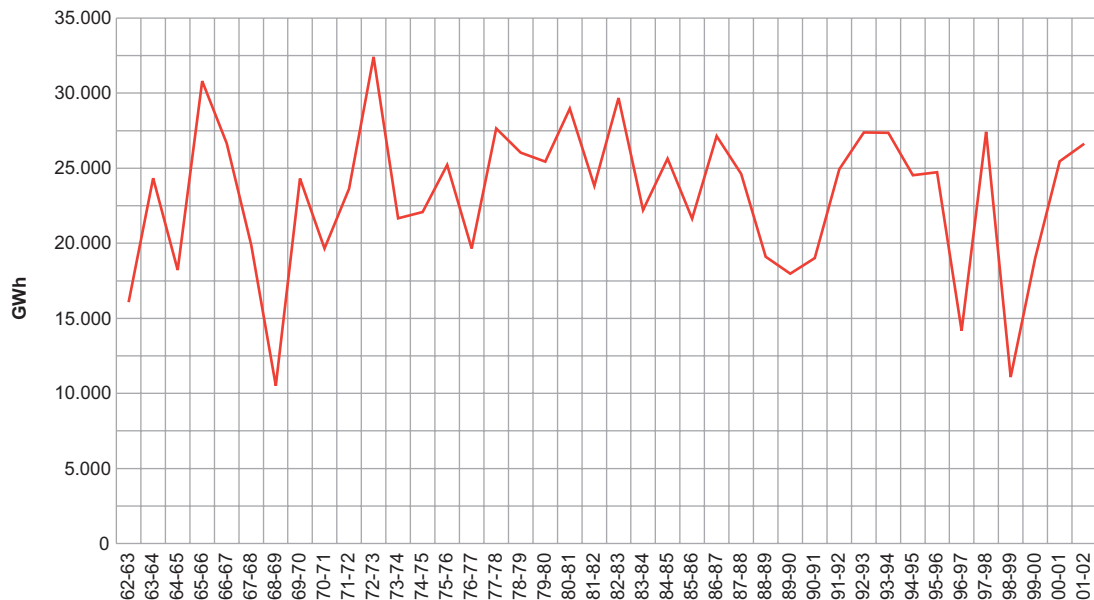
3. ¿Cómo evaluar el abastecimiento eléctrico?

La principal dificultad para estimar la probabilidad de déficit consiste en que las centrales del lago Laja se deben operar óptimamente, es decir, para minimizar el costo social esperado de abastecimiento y falla. El problema computacio-

⁶ 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 ampolla de 100 W de potencia consume 50 Wh de energía si está encendida por media hora. Un kilowatt (KW) son 1.000 watts; un megawatt (MW) son 1.000 KW y un gigawatt (GW) son 1.000 MW.

⁷ Abreviatura de programación de largo plazo.

Gráfico 1
Energía hidráulica afluyente al SIC, 1962-63 a 2001-02



Fuente: Matrices de energía generable 2006, CDEC-SIC.

nal es complejo 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) y permite trasladar 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 encarece la operación hoy porque se pierde la oportunidad de sustituir generación térmica. Por eso, es necesario utilizar un modelo que optimice el uso del agua del lago Laja.

También ocurre que la hidrología es aleatoria: como vimos hay una gama de posibles hidrologías, unas muy secas, otras medianamente abundantes y otras muy abundantes. Y cada vez que se decide cuánta agua del Laja se debe usar hay que considerar que no se sabe qué tan abundante o seca será la hidrología en el futuro. Por eso, es perfectamente posible que, aun si la probabilidad de déficit es muy baja, ocurran déficits con hidrologías muy secas. Por lo mismo,

la probabilidad que ocurra un déficit es un indicador apropiado de cuán holgado o ajustado se ve el abastecimiento.

Adicionalmente, en la actualidad existen tres fuentes de incertidumbre más: la disponibilidad de gas natural argentino; cuán rápido crecerá el consumo; y en qué medida se cumplirá el plan de obras estimado por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

4. El abastecimiento eléctrico visto desde junio de 2006

En esta sección estimamos probabilidades mensuales de déficits durante los próximos cinco años hidrológicos, 2006-7 a 2010-11.

4.1 Método y supuestos

El modelo. Para evaluar la probabilidad de que ocurran déficits durante los siguientes cinco

años hidrológicos usamos el modelo Omsic (véase Galetovic, Olmedo y Soto [2002] para una descripción detallada). El CDEC usó este modelo hasta poco tiempo para operar el sistema y lo reemplazó recientemente por el modelo PLP⁸⁻⁹.

¿Por qué seguir usando el modelo Omsic? La virtud del modelo PLP es que permite representar mejor la operación semanal o mensual del sistema, porque incorpora las pérdidas y restricciones de transmisión y optimiza el uso del agua de todos los embalses del SIC, no sólo el del lago Laja. La limitación del modelo PLP es que no permite modelar aleatoriamente la hidrología y por construcción excluye la posibilidad de series extremas de sequías¹⁰.

Ahora bien, cuando se estima la probabilidad de déficit durante los próximos cinco años hidrológicos, las restricciones de transmisión o el uso del agua de embalses con poca capacidad de regulación no son muy relevantes. Por contraste, es muy importante la incertidumbre hidrológica y el uso interanual del lago Laja. El modelo Omsic es más apropiado para este estudio porque permite usar simulaciones de Montecarlo para modelar la incertidumbre hidrológica¹¹.

⁸ Véase Colbún (1997) y CDEC-SIC (2003).

⁹ El modelo Omsic resuelve el problema del despacho económico utilizando la técnica de programación dinámica estocástica (conocida por su sigla en inglés SDP, stochastic dynamic programming). El modelo PLP resuelve el mismo problema pero utilizando una técnica de programación dinámica dual estocástica (conocida por su sigla en inglés SDDP, stochastic dual dynamic programming). Para más detalles, véase Power System Research Institute (2001) o bien Torres (2006).

¹⁰ El modelo PLP resuelve el problema del despacho económico reduciendo la incertidumbre a sólo algunas series o secuencias hidrológicas. Por ejemplo, el CDEC-SIC considera la estadística hidrológica entre los años 1965-66 y 2004-05 y construye 40 secuencias cronológicas. Véase Palacios, Palma y Muñoz (2004) para una descripción más detallada.

El método seguido. El método seguido es el siguiente. Luego de obtener el uso óptimo del lago Laja para cada posible cota inicial y para cada una de las hidrologías de la estadística, sorteamos aleatoriamente 1.000 secuencias de hidrologías¹². *Grosso modo*, en cada sorteo se elige una de las 40 hidrologías de la estadística mes a mes. 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 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/kWh¹³.

Los supuestos. La simulación de la operación partió con la cota del lago Laja al comienzo de junio de 2006, 1.336,04 metros sobre el nivel del mar¹⁴. El caso base corresponde a la proyección de demanda y plan de obras que hizo la CNE cuando fijó el precio de nudo en abril de 2006. La proyección de consumo supone una

¹¹ A diferencia del modelo PLP, el Omsic sortea aleatoriamente de la estadística existente una hidrología para cada mes. Por eso, el número de combinaciones de hidrologías potenciales es muchísimo mayor y se aproxima a la distribución de probabilidades de la hidrología.

¹² Las así llamadas etapas de optimización y simulación se describen y explican en Galetovic, Olmedo y Soto (2002a).

¹³ Un 'mil' es equivalente a una milésima de dólar, y es la unidad estándar en que se miden los costos de generación eléctrica.

¹⁴ 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.

Cuadro 1
Demanda (CNE y ajustada)

| Año | CNE ^{1, 2} | | Demanda ajustada ³ | |
|------|-------------------------|---------------------------|-------------------------------|---------------------------|
| | (1) Consumo (GWh) | (2) Tasa de aumento | (3) Consumo (GWh) | (4) Tasa de aumento |
| 2006 | 38.412 | | 37.774 | |
| 2007 | 41.443 | 7,9% | 38.823 | 2,7% |
| 2008 | 44.800 | 8,1% | 40.915 | 5,4% |
| 2009 | 48.250 | 7,7% | 44.075 | 7,7% |
| 2010 | 51.482 | 6,7% | 47.906 | 8,7% |

Notas: (1) Se supone que las pérdidas son iguales a 4,1%, es decir, iguales a las materializadas entre 1996 y 2005. (2) La CNE estimó que el consumo en 2006 sería igual a 38.480 GWh. Esta estimación se corrigió con los valores de ventas reales durante el primer trimestre de este año. (3) Corresponde a la proyección de la CNE ajustada por la caída de consumo inducida por el aumento de los precios de la energía, suponiendo que las elasticidades de corto y largo plazo son como las estimadas por Benavente *et al.* (2005) para la demanda residencial.

Fuentes: CNE (2006) y cálculos propios.

tasa media de crecimiento de la demanda de poco más de 7% por año (véase el Cuadro 1)¹⁵.

El plan de obras se muestra en el Cuadro 2. La columna 3 indica la capacidad de las centrales ya informadas por alguna empresa. La capacidad del resto de las centrales, reportadas en la columna 4, son el resultado del plan de obras óptimo que calcula la CNE. La CNE estima que estas centrales son proyectos convenientes dados sus costos y la evolución proyectada de la demanda, pero ninguna empresa ha manifestado aún que tenga intención a firme de construir la mayoría de tales proyectos u otros similares.

Por último, suponemos que hay gas natural argentino durante dos de las cuatro semanas de cada mes. Esto corresponde, más o menos, a la situación actual.

4.2 Resultados I: el caso base

El Cuadro 3 muestra los resultados del caso base. Según las simulaciones, durante este

¹⁵ Para más detalles, véase el apéndice y CNE (2006).

año hidrológico los déficits son probables en agosto (.028 ó 2,8%), octubre (.046 ó 4,6%) y en marzo de 2007 (.064 ó 6,4%). En promedio, el déficit esperado mensual es a lo más 18,1 GWh, magnitud pequeña comparada con los 3.200 GWh de consumo mensual proyectado para 2006.

El resto de los años hidrológicos es bastante parecido a 2006-7. En 2007-8 el modelo encuentra déficits durante nueve meses. En 2008-9 aparecen déficits en nueve de los 12 meses, pero las probabilidades son bajas, salvo en marzo de 2009 (.076 ó 7,6%). El año más ajustado es 2009-10, pero aun así la máxima probabilidad de falla es .082 ó 8,2%, en marzo de 2010. En 2010-11, por contraste, los déficits prácticamente desaparecen durante 2010-11, a consecuencia de la entrada de 1.375 MW entre octubre de 2009 y octubre de 2010 (véase el plan de obras en el Cuadro 2).

Lo anterior podría sugerir que el abastecimiento eléctrico durante los próximos cuatro años es holgado, pero no es así. Luego veremos que algunos supuestos del caso base son un tanto optimistas. Más aún, el mismo caso base mues-

Cuadro 2
Plan de obras, abril de 2006, CNE

| | (1) Central | (2) Combustible | (3) Potencia (en MW) | (4) Potencia (en MW) |
|--------|----------------------|--------------------|----------------------------|----------------------------|
| Jun-06 | Nueva Aldea 3 | Licor Negro | 20 | |
| Jul-06 | TG Los Vientos | Diésel | 121 | |
| Ene-07 | CA Campanario | Gas Natural | | 125 |
| Abr-07 | CA San Isidro II | Diesel | 240 | |
| Abr-07 | Quilleco | Hidro | 70 | |
| Jun-07 | Chiburgo | Hidro | 19 | |
| Oct-07 | Hornitos | Hidro | 55 | |
| Dic-07 | Palmucho | Hidro | 32 | |
| Mar-08 | CC San Isidro II | Diésel | 73 | |
| Jun-08 | CC San Isidro II | GNL | 45 | |
| Jun-08 | CC San Isidro II FA | GNL | 19 | |
| Oct-08 | Concepción Módulo I | Eólica | | 20 |
| Oct-08 | La Higuera | Hidro | | 155 |
| Oct-09 | Concepción Módulo II | Eólica | | 20 |
| Oct-09 | Confluencia | Hidro | | 145 |
| Oct-09 | Maitencillo I | Carbón | | 200 |
| Abr-10 | V-Región | Carbón | | 250 |
| May-10 | TG Polpaico I | GNL | | 125 |
| Jun-10 | CC Quintero I | GNL | | 385 |
| Oct-10 | Coronel I | Carbón | | 250 |
| Ene-11 | TG Quintero I | GNL | | 125 |
| Abr-11 | Calabozo I | Geotérmico | | 40 |
| Abr-11 | Chillán I | Geotérmico | | 25 |
| Jun-11 | Pan de Azúcar I | Carbón | | 250 |
| Oct-11 | CC Quintero II | GNL | | 385 |
| Jun-12 | CC VI-Región I | GNL | | 385 |
| Oct-12 | Neltume | Hidro | | 403 |
| Oct-12 | Pan de Azúcar II | Carbón | | 250 |
| Abr-13 | Calabozo II | Geotérmico | | 40 |
| Abr-13 | Chillán II | Geotérmico | | 25 |
| Jun-13 | Puerto Montt I | Carbón | | 250 |
| Ene-14 | CC VI-Región II | GNL | | 385 |
| Ene-14 | TG Polpaico II | GNL | | 125 |
| Jun-14 | Coronel II | Carbón | | 250 |
| Abr-15 | Calabozo III | Geotérmico | | 40 |
| Abr-15 | Chillán III | Geotérmico | | 25 |
| Jun-15 | V-Región II | Carbón | | 250 |
| Oct-15 | CC VI-Región III | GNL | | 385 |

Nota: La columna 3 muestra las centrales en construcción cuyas fechas de puesta en marcha han sido informadas por sus propietarios. Las centrales recomendadas por la CNE, y que no necesariamente corresponden a proyectos concretos informados por los propietarios, se muestran en la columna 4.

Cuadro 3
Probabilidad de déficit durante los siguientes cinco años
(caso base)

| 2006-7 | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | ene | feb | mar |
|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Déficit (GWh) | nd | nd | 5,8 | - | 5,5 | - | 5,1 | - | - | 0,4 | 0,8 | 18,1 |
| Desviación estándar | nd | nd | 35,3 | - | 32,2 | 0,3 | 25,2 | - | - | 2,4 | 4,0 | 72,0 |
| Probabilidad de déficit | nd | nd | .026 | - | .028 | - | .046 | - | - | - | - | .064 |
| Cota (m.s.n.m.) | nd | nd | 36,6 | 37,1 | 37,3 | 37,8 | 39,5 | 41,2 | 41,7 | 39,9 | 37,5 | 35,0 |
| Costo marginal (mils/kWh) | nd | nd | 84,4 | 72,3 | 71,2 | 60,0 | 62,5 | 67,2 | 70,2 | 125,3 | 157,8 | 168,3 |
| 2007-8 | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | ene | feb | mar |
| Déficit (GWh) | 0,5 | 0,2 | 2,9 | - | 4,6 | - | 4,4 | - | 1,2 | 12,0 | 14,3 | 20,3 |
| Desviación estándar | 3,4 | 6,1 | 18,5 | - | 27,9 | - | 21,3 | - | 7,3 | 46,0 | 55,6 | 83,8 |
| Probabilidad de déficit | .001 | .001 | .024 | - | .027 | - | .046 | - | .018 | .075 | .065 | .063 |
| Cota (m.s.n.m.) | 32,7 | 32,0 | 32,6 | 33,0 | 33,3 | 33,9 | 35,7 | 37,6 | 38,2 | 36,3 | 33,9 | 31,4 |
| Costo marginal (mils/kWh) | 158,9 | 119,6 | 99,8 | 90,7 | 79,2 | 71,9 | 72,9 | 77,8 | 84,2 | 157,7 | 190,5 | 168,8 |
| 2008-9 | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | ene | feb | mar |
| Déficit (GWh) | 9,3 | 7,3 | 1,2 | 0,4 | 3,3 | - | 1,1 | - | - | 0,3 | 0,9 | 21,3 |
| Desviación estándar | 34,4 | 34,5 | 13,8 | 4,8 | 22,1 | - | 7,7 | - | 0,9 | 8,7 | 11,9 | 80,9 |
| Probabilidad de déficit | .071 | .064 | .005 | .005 | .029 | - | .001 | - | - | .001 | .007 | .076 |
| Cota (m.s.n.m.) | 29,0 | 28,2 | 29,1 | 29,8 | 30,3 | 31,1 | 32,9 | 35,2 | 35,8 | 33,9 | 31,7 | 29,2 |
| Costo marginal (mils/kWh) | 181,0 | 143,2 | 90,6 | 87,6 | 81,4 | 75,6 | 78,7 | 75,6 | 79,4 | 106,6 | 114,8 | 142,7 |
| 2009-10 | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | ene | feb | mar |
| Déficit (GWh) | 8,1 | 4,4 | 7,8 | 3,0 | 10,2 | 3,3 | 10,0 | - | 0,5 | 5,3 | 6,9 | 38,4 |
| Desviación estándar | 33,2 | 26,2 | 49,6 | 21,2 | 56,8 | 18,1 | 40,0 | - | 6,1 | 32,9 | 36,6 | 136,1 |
| Probabilidad de déficit | .058 | .045 | .031 | .028 | .030 | .032 | .067 | - | .005 | .019 | .045 | .082 |
| Cota (m.s.n.m.) | 26,9 | 26,2 | 26,9 | 27,4 | 27,6 | 28,1 | 29,6 | 31,7 | 32,0 | 30,1 | 27,7 | 25,2 |
| Costo marginal (mils/kWh) | 153,7 | 120,7 | 108,2 | 105,3 | 94,2 | 89,3 | 88,7 | 78,4 | 82,7 | 115,8 | 122,5 | 154,7 |
| 2010-11 | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | ene | feb | mar |
| Déficit (GWh) | 9,6 | 1,9 | 1,0 | - | 1,6 | 0,1 | 2,1 | - | - | - | - | 2,9 |
| Desviación estándar | 37,1 | 18,5 | 14,1 | - | 12 | 1,7 | 17 | - | - | - | - | 21,1 |
| Probabilidad de déficit | .077 | .010 | .005 | - | .025 | - | .024 | - | - | - | - | .019 |
| Cota (m.s.n.m.) | 22,9 | 22,2 | 23,4 | 24,1 | 24,4 | 25,1 | 26,5 | 28,8 | 29,3 | 27,3 | 25,3 | 23,0 |
| Costo marginal (mils/kWh) | 141,0 | 103,6 | 79,6 | 78,8 | 74,5 | 70,0 | 75,0 | 65,1 | 66,3 | 79,9 | 80,9 | 91,8 |

tra que hay bastantes meses en que los costos marginales promedio superan los 100 mils/kWh, en particular entre enero y mayo de cada año hasta 2010¹⁶. Cuando ello ocurre, es señal de que están operando la mayoría de las centrales, incluyendo algunas turbinas. Eventos tales como fallas inesperadas de centrales o mayores cortes de gas argentino, podrían causar problemas sobre todo al final y comienzo del año hidrológico. Y, por supuesto, el SIC nunca está libre de una sequía extrema.

¿Qué sucedería si sobreviene una sequía extrema? El Cuadro 4 muestra los déficits mensuales si se suceden dos años con sequías como la de 1998-99, la peor de la estadística¹⁷. Este evento es extremo e improbable, tanto así que nunca ha ocurrido algo siquiera parecido desde que existen estadísticas. Sin embargo, nos da una suerte de cota superior de la profundidad que puede alcanzar un déficit.

Se aprecia en el Cuadro 4 que si el año hidrológico que comenzó en abril de este año hubiese sido tan seco como el más seco de la estadística (1998-99), hubiese ocurrido un déficit muy pequeño en septiembre (9,6 GWh), pero uno de tamaño respetable en octubre (89,7 GWh)¹⁸. Hacia febrero de 2007 la situación sería muy difícil y en marzo de 2007 el déficit sería considerable:

¹⁶ Nótese que la tarifa regulada de energía (el precio de nudo) será alrededor de 48-50 mils/kWh durante 2006. En principio el precio de nudo debería ser igual al promedio de los costos marginales proyectados. Sin embargo, durante los próximos años el precio será determinado por el límite superior de la banda dentro de la cual se puede mover el precio.

¹⁷ El lector cuidadoso advertirá que el peor año de la estadística que aparece en el Gráfico 1 es 1968-69 (10.527 GWh contra los 11.089 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.

¹⁸ Para calibrar el tamaño de estos déficits es conveniente notar que durante un día hábil se generan alrededor de 115 GWh y durante un mes alrededor de 3.200 GWh.

602,3 GWh, equivalentes a poco más de cinco días de consumo mensual. Y si bien la entrada de los 240 MW de San Isidro en ciclo abierto en abril de 2007 (véase el plan de obras en el Cuadro 2) evitaría los déficits por dos meses, éstos reaparecerían a partir de junio de 2007, y sumarían casi 3.646,7 GWh durante el año hidrológico 2007-8.

Este déficit es alto, pues equivale a poco menos del 10% del consumo anual proyectado durante 2007. Y es casi innecesario mencionar que el lago Laja se vaciaría rápidamente y el costo de abastecimiento, medido por el costo marginal, crecería por sobre los 400 mils, ocho veces el precio de nudo. Más aún, para eliminar déficits de este tamaño sería necesario instalar alrededor de 700 MW de capacidad adicional transitoria (es decir, turbinas diésel que se instalan cuando la sequía es inminente y se retiran una vez que ésta termina)¹⁹. Éstos se comparan con los 450 MW que Endesa instaló durante el racionamiento de 1998 y 1999 y con los poco más de 300 MW que eran necesarios para superar los déficits de dos sequías 1998-99 seguidas antes de la crisis del gas argentino²⁰.

Una perspectiva algo diferente pero complementaria sobre las consecuencias de una sequía extrema se obtiene computando la probabilidad de déficit a partir del año hidrológico 2007-8 *condicional* a que ocurra una sequía extrema durante este año hidrológico, 2006-7. Si bien ya es improbable que este año sea tan seco, este ejercicio permite calibrar el efecto que tiene una sequía extrema sobre la probabilidad de déficit en los años posteriores.

¹⁹ 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 pronostique un déficit, es extremadamente costosa e ineficiente (véase Galetovic, Olmedo y Soto [2002b]).

²⁰ Véase Galetovic, Olmedo y Soto (2002a) y Galetovic y Olmedo (2003).

Cuadro 4
Déficits mensuales con dos hidrologías 1998-99 seguidas

| 2006-7 | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | ene | feb | mar |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Déficit (GWh) | nd | nd | - | - | - | 9,6 | 89,7 | - | - | 32,3 | 207,5 | 602,3 |
| Cota (m.s.n.m.) | nd | nd | 33,5 | 31,1 | 28,6 | 26,3 | 24,4 | 24,1 | 21,3 | 18,2 | 16,3 | 14,9 |
| Costo marginal (mils) | nd | nd | 183,0 | 199,4 | 216,6 | 318,4 | 343,5 | 182,8 | 225,9 | 316,9 | 343,9 | 421,6 |
| 2007-8 | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | ene | feb | mar |
| Déficit (GWh) | - | - | 80,6 | 162,5 | 211,8 | 326,3 | 345,5 | 28,7 | 476,2 | 645,5 | 607,9 | 761,7 |
| Cota (m.s.n.m.) | 13,7 | 12,6 | 11,6 | 10,6 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 |
| Costo marginal (mils) | 194,3 | 191,9 | 311,3 | 319,3 | 318,2 | 369,4 | 401,9 | 343,4 | 402,1 | 429,8 | 430,1 | 410,5 |

El Cuadro 5 permite apreciar que las probabilidades de déficit a partir de 2007-8 aumentan uniformemente y son particularmente altas en abril de 2007 (.19 ó 19%), mayo (.064 ó 6,4%) y junio (.069 ó 6,9%). Más aun, aunque el lago Laja recupera parte de sus reservas, en promedio son más bajas; la otra cara de la misma moneda es que los costos marginales promedio son más altos.

4.3 Resultados II: sensibilidad

Consecuencias del retraso del plan de obras. Como ya se dijo, la mayoría de las centrales que aparecen en la columna 4 del Cuadro 2 no son informadas por las empresas sino que la CNE las obtiene de un programa de optimización que, dada la demanda proyectada, minimiza el costo de inversión, operación y falla del sistema. Así, la mayoría de las centrales estimadas por la CNE a partir de octubre de 2008 no han sido informadas por ninguna empresa²¹. ¿Qué tan realista será el plan de obras?

El plan de obras de la CNE supone que entre octubre de 2009 y octubre de 2010 entrarán 1.375 MW: 700 MW en carbón, 510 MW en GNL y

²¹ Algunas de las centrales corresponden a meras intenciones de las empresas según ha sido informado alguna vez por la prensa.

165 MW en otras tecnologías. Este plan parece un tanto optimista. En efecto, hasta el momento se ha aprobado un solo permiso ambiental para centrales térmicas, el de la unidad N° 3 de Guacolda, funcionando con carbón en Huasco. Al mismo tiempo, la capacidad máxima del proyecto de GNL impulsado por Endesa, Enap y Metrogas es 5,6 millones de metros cúbicos por día. Suponiendo que los tres integrantes de la alianza se reparten esta cantidad en partes iguales, resultaría que sólo 1,8 millones de metros cúbicos diarios le serían asignados a Endesa, los cuales serían usados casi íntegramente por la central San Isidro 2²². Parece razonable, por tanto, preguntarse qué ocurre si las inversiones se retrasan respecto de lo que recomienda el plan de obras.

El retraso de las inversiones aumenta la probabilidad de déficits por dos vías. La más obvia es el efecto directo: si hay menos capacidad instalada, la misma sequía causa un déficit mayor. El efecto indirecto no es tan obvio: cuando se

²² Se debe notar que la planta de GNL que se está construyendo en Quintero eventualmente se puede ampliar hasta 10 millones de metros cúbicos por día, porque esa es la capacidad del ducto que une los estanques de almacenamiento con la red de distribución de gas. Sin embargo, por el momento sólo se ha anunciado la construcción de un estanque más un vaporizador, el cual tiene capacidad de 5,6 millones de metros cúbicos por día.

Cuadro 5
Probabilidad de déficit condicional a una sequía 1998-99 en 2006

| 2007-8 | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | ene | feb | mar |
|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Déficit (GWh) | 24,4 | 12,2 | 14,5 | 4,2 | 9,5 | 4,4 | 8,3 | - | 10,1 | 28,8 | 35,7 | 33,8 |
| Desviación estándar | 61,2 | 46,7 | 66,6 | 22,3 | 54,4 | 31,2 | 44,5 | - | 50,1 | 99,9 | 110,6 | 127,1 |
| Probabilidad de déficit | .190 | .064 | .069 | .032 | .036 | .022 | .048 | - | .046 | .010 | .110 | .090 |
| Cota (m.s.n.m.) | 13,1 | 13,9 | 15,9 | 17,4 | 18,6 | 20,0 | 22,7 | 25,8 | 27,4 | 25,7 | 23,5 | 21,4 |
| Costo marginal (mils/kWh) | 205,2 | 154,1 | 124,2 | 108,6 | 97,3 | 86,5 | 82,9 | 97,3 | 103,8 | 166,3 | 204,3 | 184,5 |
| 2008-9 | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | ene | feb | mar |
| Déficit (GWh) | 28,9 | 14,6 | 4,2 | 0,5 | 3,5 | 0,3 | 1,1 | - | 0,1 | 3,2 | 5,9 | 26,5 |
| Desviación estándar | 77,4 | 55,5 | 31,5 | 5,1 | 22,1 | 5,7 | 10,1 | - | 1,5 | 24,8 | 31,1 | 104,9 |
| Probabilidad de déficit | .015 | .101 | .017 | .005 | .031 | .003 | .002 | - | - | .019 | .036 | .066 |
| Cota (m.s.n.m.) | 19,3 | 19,2 | 20,8 | 22,1 | 23,3 | 24,6 | 26,9 | 29,8 | 31,1 | 29,3 | 27,3 | 25,1 |
| Costo marginal (mils/kWh) | 200,8 | 158,0 | 98,6 | 90,7 | 85,3 | 80,6 | 79,9 | 78,5 | 84,5 | 112,2 | 122,3 | 146,4 |
| 2009-10 | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | ene | feb | mar |
| Déficit (GWh) | 14,1 | 6,2 | 13,7 | 6,8 | 9,4 | 2,8 | 8,3 | - | 0,1 | 4,8 | 8,0 | 35,5 |
| Desviación estándar | 46,7 | 33,4 | 66,4 | 34,4 | 54,5 | 19,2 | 39,1 | - | 1,9 | 31,0 | 41,7 | 131,5 |
| Probabilidad de déficit | .096 | .055 | .054 | .047 | .027 | .024 | .050 | - | .001 | .021 | .044 | .078 |
| Cota (m.s.n.m.) | 22,8 | 22,5 | 23,5 | 24,2 | 24,7 | 25,5 | 27,3 | 29,8 | 30,4 | 28,5 | 26,2 | 23,7 |
| Costo marginal (mils/kWh) | 162,2 | 123,6 | 115,6 | 112,7 | 96,1 | 88,7 | 86,7 | 79,0 | 83,1 | 113,1 | 123,1 | 155,5 |
| 2010-11 | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | ene | feb | mar |
| Déficit (GWh) | 11,9 | 1,6 | 2,3 | - | 1,1 | 0,1 | 2,0 | - | - | - | - | 3,5 |
| Desviación estándar | 45,2 | 17,8 | 20,6 | - | 9,4 | 1,5 | 14,8 | - | - | - | - | 22,6 |
| Probabilidad de déficit | .081 | .008 | .015 | - | .019 | - | .023 | - | - | - | - | .022 |
| Cota (m.s.n.m.) | 21,3 | 20,8 | 22,0 | 22,6 | 23,1 | 23,9 | 25,5 | 28,0 | 28,7 | 26,8 | 24,9 | 22,6 |
| Costo marginal (mils/kWh) | 145,4 | 100,4 | 83,2 | 79,6 | 74,2 | 70,7 | 74,7 | 65,2 | 66,5 | 79,4 | 80,8 | 91,9 |

posterga la entrada de centrales aumentan el costo marginal y el costo de oportunidad del agua. Por lo tanto, se usa menos agua del Laja.

El resultado de este ejercicio es el Gráfico 2, que muestra las probabilidades de déficit en el caso base (línea roja) y el plan de obras proyectado retrasado en seis (rosada), 12 (gris)

y 18 meses (negra). Nótese que si la probabilidad de déficit en un mes dado es similar en los cuatro casos (tal como ocurre, por ejemplo, hasta septiembre de 2008) sólo se ve la tonalidad roja del caso base.

Los retrasos simulados no tienen efecto alguno hasta septiembre de 2008 y no cambian



mayormente la situación de abastecimiento hasta fines de 2009. La razón es simple: entre junio de 2008, fecha en que entraría la última central que ya ha sido informada, y octubre de 2009 se proyecta la entrada de sólo 175 MW, una central eólica de 20 MW y la central hidroeléctrica La Higuera, de 155 MW, ambas en octubre de 2008.

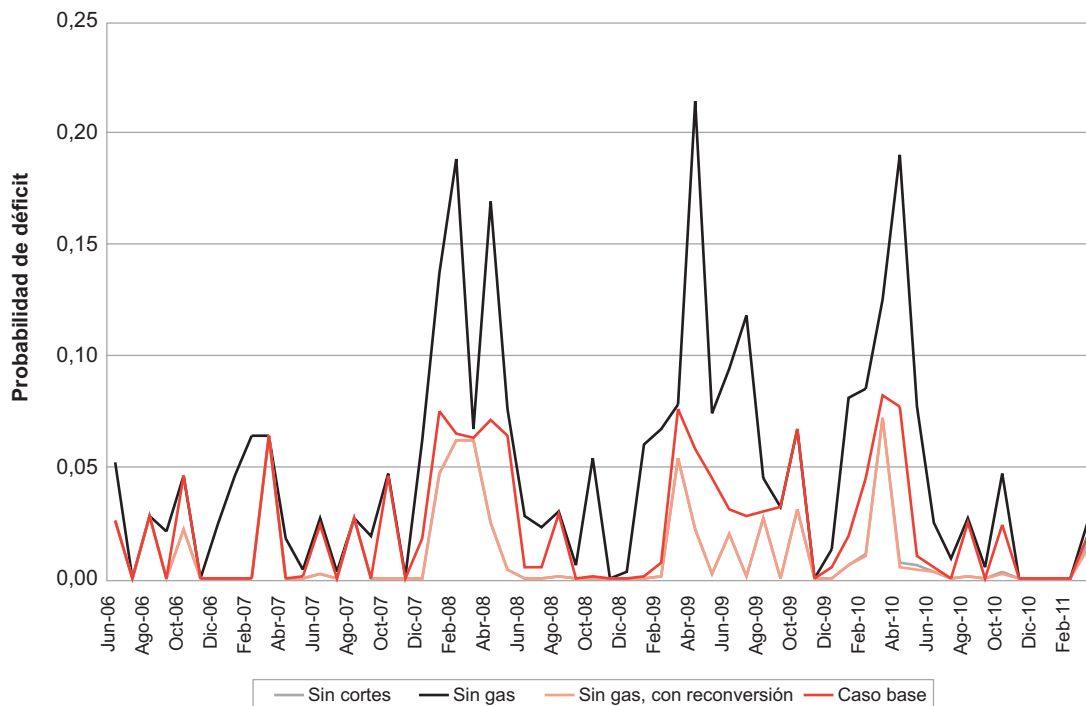
Sin embargo, como ya se dijo, el plan de obras supone que entrarán 1.375 MW entre octubre de 2009 y octubre de 2010. Un retraso aumentaría las probabilidades de déficit fuertemente durante el otoño de 2010. De hecho, si las inversiones se retrasan apenas seis meses, la probabilidad de déficit llega a casi .2 ó 20% en abril de 2010; y hasta .3 ó 30% si el retraso es de 12 ó 18 meses.

Los retrasos mantendrían altas las probabilidades de déficit durante todo 2010, pero hacia fines de ese año la situación es muy distinta dependiendo de la duración del retraso. Si son seis

meses o menos, la probabilidad de déficit cae y es muy baja a partir de mediados de 2010. Por el contrario, retrasos de 12 ó 18 meses hacen que los déficits sean muy probables en enero, febrero y marzo de 2010. Esto no es sorprendente: por construcción del ejercicio, el retraso de seis meses no impide que 1.125 MW de los 1.375 MW proyectados entre octubre de 2009 y octubre de 2010 ya estén funcionando a fines de 2010. Por el contrario, un retraso de 12 o más meses implica que no habría mucha capacidad disponible a fines de 2010, y de ahí el gran aumento de la probabilidad de déficit.

Por supuesto, qué tan realista sea el plan de obras de la CNE es cuestión discutible. Pero está más allá de toda duda que la entrada abundante de centrales a partir de 2009 es muy importante, de lo contrario las probabilidades de déficit aumentarían a niveles inusuales. Esto no hace sino confirmar cuán importante es que las

Gráfico 3
Probabilidad de déficit con diferentes intensidades de corte de gas



nuevas licitaciones de contratos con distribuidoras, introducida por la Ley Corta 2, estimulen la instalación de más capacidad y que los permisos ambientales se tramiten con celeridad.

Los cortes de gas. Se suele creer que los cortes de gas argentino son el principal determinante de la probabilidad de déficit durante los próximos años. Sin embargo, a continuación mostraremos que, en la medida que las centrales a gas natural se reconviertan para funcionar con petróleo diésel, los cortes de gas no afectan mayormente la situación de abastecimiento.

Tal como se dijo líneas arriba, el caso base supone que cada mes llega gas durante dos de cada cuatro semanas. El Gráfico 3 muestra la probabilidad de déficit sin cortes de gas (línea gris); con dos semanas de cortes de gas (línea roja, el caso base); sin gas en absoluto

(línea negra); y sin gas pero suponiendo que las centrales Taltal 1 y Nehuenco 2 se reconvierten para usar petróleo diésel a partir de junio de 2007 (en rosado). Nótese que cuando las probabilidades de déficit son similares, sólo se ve la línea roja del caso base. Además, y por razones que serán evidentes un poco más adelante, la línea rosada coincide casi exactamente con la gris, que casi no se ve.

El primer resultado es que tener gas todo el tiempo no cambiaría mucho las probabilidades de déficit. Tal como lo muestra la línea gris (que coincide casi exactamente con la rosada), si el gas estuviera siempre disponible las probabilidades serían siempre similares o menores comparadas con el caso base, pero no bastaría para eliminar los déficits.

Consideremos ahora qué ocurriría si se corta totalmente el abastecimiento de gas. El grá-

fico parecería indicar que el efecto sería grande, pues de acuerdo con la línea negra los déficits serían bastante más probables, sobre todo durante el verano de 2008-09 y los otoños de 2009 y 2010. De hecho, durante febrero y abril de 2008 la probabilidad de déficit aumenta por sobre .15 ó 15% , y en abril de 2009 y 2010 aumenta hasta alrededor de .2 ó 20%.

Sin embargo, el aumento de la probabilidad se debe únicamente a que las centrales Taltal 1 (de 121,5 MW) y Nehuenco 2 (de 384,2 MW) aún no se han reconvertido para usar diésel. Esto costaría entre dos y cinco millones de dólares y, por lo tanto, es razonable pensar que las empresas lo harían si el suministro de gas se suspende totalmente²³. La línea rosada muestra las probabilidades de déficit si suponemos que estas centrales pueden usar diésel a partir de junio de 2007. El resultado es la línea rosada: ¡las probabilidades de déficit caen, y lo hacen a niveles similares de los que se observarían si el gas vuelve completamente!

Puede sorprender que las probabilidades de déficit no varíen mucho con la disponibilidad de gas, pero esto no es sino el resultado de un hecho bien conocido. Cuando las centrales de ciclo combinado se reconvierten para funcionar con diésel siguen funcionando cuando se corta el gas, perdiendo entre el diez y el quince por ciento de la potencia generable. Eso explica por qué las probabilidades de déficit incluso caerían si Taltal 1 y Nehuenco 2 se reconvierten. La conclusión de fondo es que los determinantes principales de la pro-

²³ Los trabajos consisten en ampliar el sistema de descarga de petróleo diésel (patio de descarga, bombas y estanque); instalación del sistema que permite usar diésel (sistema de bombeo, sistema de inyección de petróleo en la turbina, cambio de quemadores, sistema contra incendio, modificación del sistema de control); y sistemas para controlar emisiones y tratar residuos líquidos. Estos trabajos tomarían alrededor de ocho meses (suponiendo que sea innecesario esperar un mantenimiento anual para detener la unidad).

probabilidad de déficit son el plan de obras, la hidrología, y la evolución de la demanda.

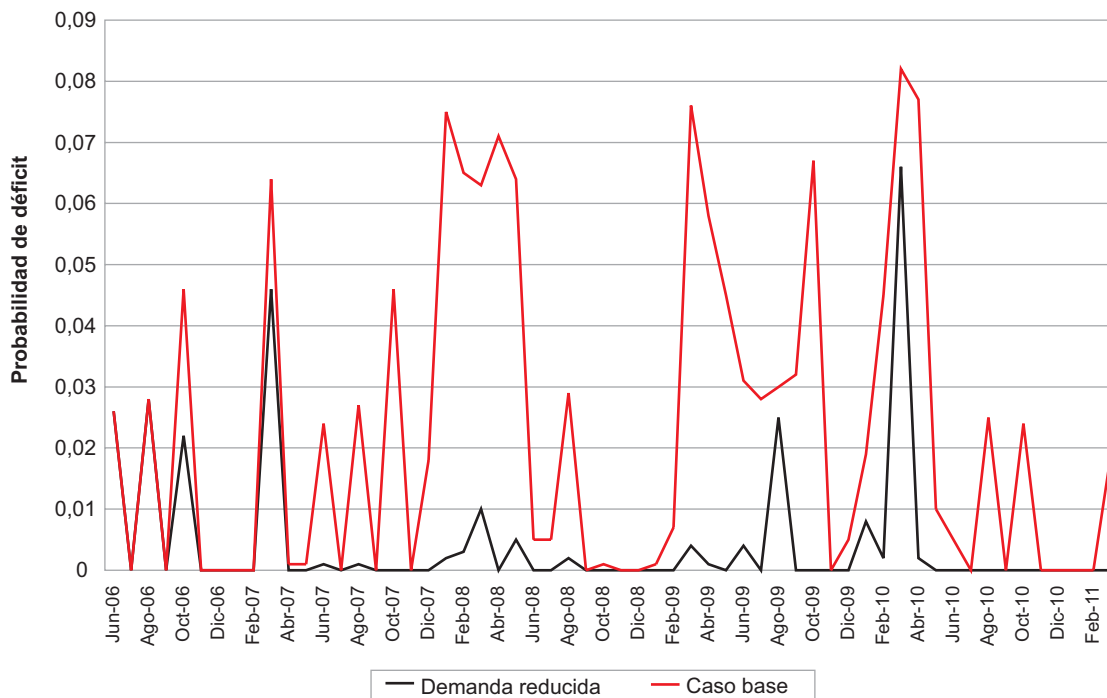
Por supuesto, tener más gas sería conveniente porque disminuiría los costos marginales. Por ejemplo, durante los cinco años hidrológicos siguientes el promedio mensual de los costos marginales proyectados es 101,53 mils en el caso base y sería 75,42 mils si es que las centrales a gas actualmente instaladas recibieran gas todo el tiempo, 25% menos²⁴. El punto de fondo, sin embargo, es que en la medida que las centrales a gas puedan funcionar con diésel, la mayor o menor disponibilidad de gas afecta fundamentalmente el costo de generación y no la probabilidad de déficit.

Déficits con la demanda ajustada. Causó sorpresa que el consumo de electricidad creciera durante 2005 apenas 4,5%, bastante más lento que el 6,2% del PGB. Pero en realidad, la sorpresa no debiera ser tal. El precio de la energía ha ido aumentando desde abril de 2004 y, sobre todo, luego del ajuste que permitió la Ley Corta 2 a partir de junio de 2005. Así, entre marzo de 2004 y abril de 2006 el precio residencial de la energía (la tarifa BT1) aumentó 16% mientras que el precio a clientes comerciales e industriales regulados creció 47%.

A pesar de que existe fuerte evidencia, tanto nacional como internacional, que la demanda por electricidad responde al precio, la CNE estima el crecimiento del consumo eléctrico suponiendo que no lo hace. Esto puede ser relevante para estimar la probabilidad de déficit durante los próximos años. Aunque buena parte del aumento

²⁴ Nótese, además, que las simulaciones con 100% de disponibilidad suponen que los precios actuales del gas natural (US\$ 2,5/Mbtu) se mantienen sólo hasta mayo de 2008. A partir de junio de 2008, fecha en que según el plan de obras llega el gas natural licuado, el nuevo precio supuesto en las simulaciones es US\$ 8,5/Mbtu.

Gráfico 4
Probabilidad de déficit con la demanda reducida



de precios debido a la Ley Corta 2 seguramente ya ocurrió, la demanda por electricidad se ajusta lentamente. De hecho, si las elasticidades de corto y largo plazo de toda la demanda por electricidad del SIC fueran parecidas a las que estiman Benavente *et al.* (2005) para la demanda residencial, entonces el consumo crecería más lento durante un año más. Si así fuera, seguramente la proyección de la CNE volvería a pecar por exceso y se podría argumentar que el caso base no es el más apropiado para evaluar el abastecimiento eléctrico durante los próximos años.

El Gráfico 4 compara las probabilidades mensuales de déficit del caso base (línea roja) con aquellas que se obtienen si la proyección de consumo de la CNE se ajusta para incorporar la respuesta de la cantidad demandada al aumento de precio (línea negra), suponiendo que las elasticidades precio de corto y largo plazo son como las estimadas por Benavente *et al.* (2005).

Nuevamente, si la probabilidad de déficit en un mes dado es similar en los dos casos, entonces en el gráfico sólo se ve la línea roja del caso base.

El efecto del menor crecimiento de la demanda es notorio. Con la excepción de marzo de 2007 y marzo de 2010, las probabilidades de déficit caen a menos de .03 ó 3% en todos los meses, niveles similares a los que se veían antes de que comenzaran los cortes de gas argentinos. ¿A qué se debe? Según la proyección ajustada el consumo crecerá más lento durante 2006 y 2007. Si así fuera, desde 2008 el nivel del consumo sería alrededor de 10% menor, unos 300 GWh cada mes más o menos, lo mismo que contar con una central adicional en la base.

Con todo, la proyección ajustada del consumo probablemente peca por defecto. En efecto, se puede apreciar en las columnas 3 y 4 del Cuadro 2 que la aplicación simple de las elasti-

ciudades estimadas por Benavente *et al.* (2005) conduce a predecir que durante este año el consumo crecerá apenas 2,7%, tasa mucho menor de la que se ha venido materializando durante la primera mitad de 2006. Por eso, las probabilidades que se muestran en el Gráfico 4 seguramente sugieren una situación más holgada que la real, aunque enfatizan la importancia que tiene la moderación del crecimiento del consumo. En retrospectiva, sugiere cuán importante fue el ajuste de precios que permitió la Ley Corta 2.

Generación distribuida. Muchas industrias, comercios y edificios tienen pequeños generadores. Por lo general, estos equipos se usan sólo cuando se corta la luz, pero también se pueden ocupar para evitar un racionamiento. El punto es muy simple. Si, por ejemplo, un edificio que en este momento está consumiendo 150 kW hace funcionar su generador de 100 kW a full, sus retiros del sistema caerán a sólo 50 kW; los restantes 100 kW pueden ser ocupados por otros usuarios. Pero se trata de hacerlos funcionar antes de que se corte la luz, no después.

Se podría pensar que son minucias que poco o nada pueden ayudar cuando ocurre un déficit. Pero un estudio reciente encargado por Conama (2005) estima que sólo en Santiago habría instalados 1.836 MW de potencia. De éstos, 1.571 MW se han instalado en edificios y 265 MW en industrias. Por supuesto, no todos los pequeños generadores pueden funcionar en continuo. Sin embargo, para cuantificar su impacto el Gráfico 5 muestra el efecto de la generación distribuida, suponiendo que funcionan a lo más 300 MW cuando las condiciones del despacho así lo aconsejan. Se aprecia que si bien los déficits no desaparecen, su probabilidad cae.

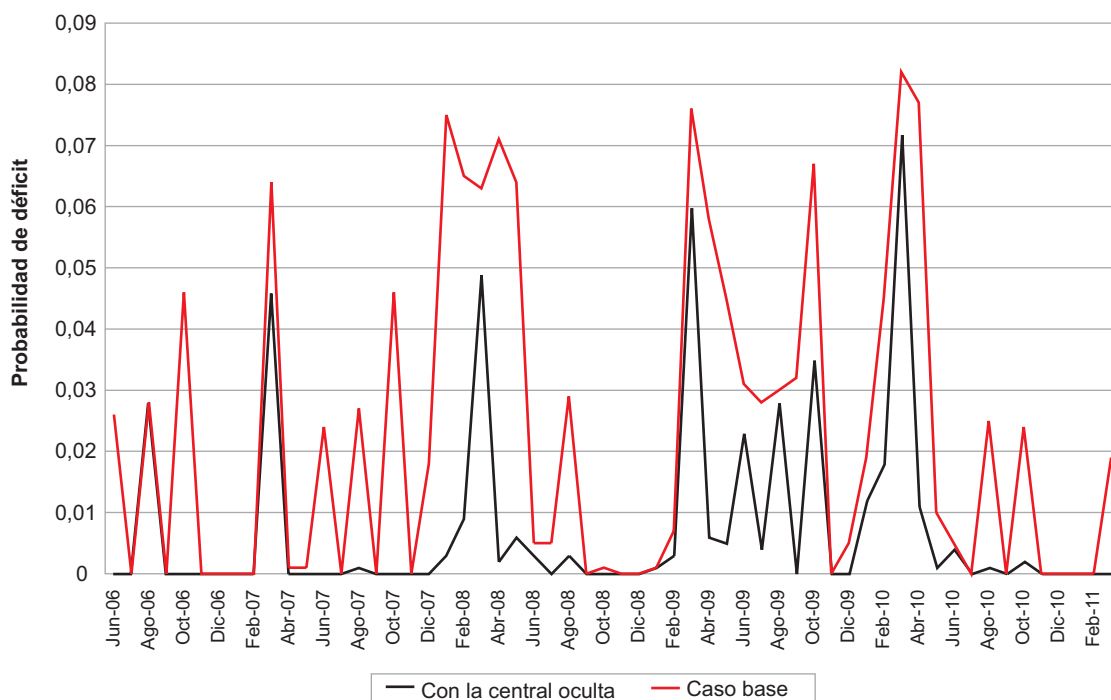
¿Qué debe ocurrir para que esta generación distribuida funcione durante un déficit? El incentivo económico es grande. Producir un kWh con un generador pequeño cuesta alrededor de

20 centavos de dólar, mucho menos que los 31 centavos que vale cada kWh racionado y que deben pagar los generadores deficitarios (es decir, aquellos que tienen compromisos contractuales mayores que su generación). Para que ello sea posible es necesario que estos pequeños generadores sean agrupados y representados en el mercado *spot* por los generadores que actualmente integran los CDEC. Sin embargo, es improbable que esto se pueda hacer mientras no exista una reglamentación apropiada.

En todo caso, conviene saber que una parte de los pequeños generadores ya funciona todos los años y se expresa en forma de menor demanda durante las horas de punta. En efecto, entre mayo y septiembre muchos clientes encienden sus generadores durante las horas de mayor demanda del sistema (las horas punta) y reducen su cuenta de potencia eléctrica. Pero lo hacen porque, a su vez, a las distribuidoras les conviene que se use menos potencia y por ende le cobran caro a quien la demanda. Por contraste, actualmente nadie que no tenga acceso directo a los usuarios puede ganar plata haciendo funcionar a la generación distribuida durante un déficit.

Otro punto que debe resolverse es que los pequeños generadores usan diésel y, por lo tanto, podrían ser restringidos por las regulaciones ambientales. Sin embargo, esto no debiera impedir aprovecharlos. De un lado, con seguridad hay bastantes instalados fuera del Gran Santiago. Del otro lado, como se aprecia en cada uno de los gráficos, los déficits son más probables entre enero y abril (cuando los deshielos se acaban) y, cuando hay una sequía, a partir de septiembre. Estos son, precisamente, los meses durante los cuales hay pocos problemas ambientales en Santiago porque la capacidad de absorción de la atmósfera es mucho mayor.

Gráfico 5
Probabilidad de déficit con generación distribuida funcionando



5. Conclusión: las lecciones del ejercicio

Los cortes de gas argentino comenzaron en mayo del año 2004. Junto con la suspensión de nuevos permisos de exportación de gas causaron dos problemas. De un lado, los costos de producción aumentaron porque el gas debió sustituirse por carbón o diésel. Del otro lado, las inversiones se retrasaron.

El retraso de las inversiones aumentó las probabilidades de déficit a niveles que nunca se habían visto desde que la industria fue privatizada durante los años ochenta. Así, en abril de 2005, un mes antes de que el Congreso aprobara la Ley Corta 2, la probabilidad de déficit proyectada durante los próximos cuatro años hidrológicos era mayor que cero en casi todos los meses e incluso se empujaba hasta .35 ó 35% durante los meses más ajustados. La Ley Corta

2 permitió aumentar los precios de la energía. Gracias a este ajuste, la probabilidad de déficit ha caído significativamente. Por el lado de la demanda, el consumo creció más lento y permanecerá muy por debajo de lo que se proyectaba antes de la Ley Corta 2. Por el lado de la oferta, los mayores precios han estimulado la instalación de turbinas que funcionan con diésel y la entrada de centrales hidroeléctricas pequeñas. Al mismo tiempo, los generadores ya se adaptaron a los cortes de gas (al menos a los niveles que ha sido la norma en el último tiempo más o menos dos semanas de cada cuatro) utilizando combustibles alternativos. Como vimos, si por algún motivo los cortes de gas disminuyeran en intensidad, las probabilidades de déficit no caerían mucho.

La caída de las probabilidades de déficit permite poner en perspectiva la reacción del gobierno del Presidente Lagos, su ministro Rodrí-

guez y del Congreso ante la crisis causada por las restricciones a las exportaciones de gas argentino. La Ley Corta 2 no solo fue tramitada con celeridad; también se hizo cargo de dos defectos fundamentales del sistema de precios eléctricos que descubrió esta crisis. Primero, el precio de nudo no se podía ajustar con la suficiente rapidez si el costo de generación de corto y largo plazo aumentaba rápidamente. Segundo, porque el precio de nudo se calcula cada seis meses, los generadores quedaban sujetos a grandes riesgos al invertir en centrales térmicas a carbón o GNL o bien hidroeléctricas. En conclusión, la Ley Corta 2 fue oportuna y un acierto. A ella se le debe la caída de la probabilidad de déficit. Por eso, puede que no se haya hecho todo bien desde que comenzaron los cortes de gas en abril de 2004; pero también hubo aciertos importantes.

Con todo, nuestro análisis indica que los déficits durante los próximos tres o cuatro años no son impensables. Los costos marginales proyectados son altos, particularmente hacia el final de cada año hidrológico, y esto indica que eventos inesperados tales como la salida de centrales por falla pueden causar déficits. Además, hemos identificado al menos dos fuentes anticipables de un posible déficit.

Primero, una sequía extrema. No es novedad que en el SIC una sequía extrema cause problemas. Sin embargo, los déficits proyectados son bastante más grandes que antes de la crisis del gas argentino y también es bastante mayor la capacidad adicional transitoria necesaria para eliminarlos. Por ejemplo, si en 2003 eran necesarios poco más de 300 MW de capacidad adicional transitoria para evitar el déficit que causarían dos sequías seguidas como la de 1998-99, hoy se necesitan cerca de 700 MW. Segundo,

y más importante, si el plan de obras proyectado por la CNE se retrasa, las probabilidades de déficit aumentarían fuertemente, sobre todo a fines de 2009, principios de 2010 y, nuevamente, a principios de 2011. Por cierto, es cuestión discutible qué tan realista sea el plan de obras proyectado por la CNE. Pero está claro que la entrada abundante de nuevas centrales a partir de fines de 2009 es crucial. Y ello sólo ocurrirá en la medida que las licitaciones de contratos con distribuidoras gatillen la construcción de nuevas centrales y los permisos ambientales se tramiten con celeridad.

Por último, es interesante notar la probabilidad de déficit no varía mucho con distintas intensidades de cortes de gas. Si bien es cierto que en las circunstancias actuales ésta aumentaría bastante si los argentinos cortasen totalmente el suministro de gas, es razonable pensar que en ese caso se reconvertirían para funcionar con diésel las dos centrales a gas que aún no lo han hecho, Taltal 1 y Nehuenco 2, que suman alrededor de 500 MW. En ese caso la probabilidad de déficit no aumentaría e, incluso, caería. De manera similar, si se tuviera gas continuamente, las probabilidades de déficit caerían un poco, pero la situación de abastecimiento no cambiaría mucho.

En resumen, si bien la situación no es desesperada, tampoco hay espacio para cometer errores. Es crucial que las licitaciones de distribuidoras atraigan inversiones en nuevas centrales y los permisos ambientales se tramiten con celeridad. Y es muy importante que se reglamenten de manera eficaz los mecanismos que permitirían estimular las reducciones voluntarias del consumo durante los déficits y la generación distribuida de pequeños generadores.

Referencias

- Benavente, J. M., A. Galetovic, R. Sanhueza y P. Serra (2005), "Estimando la demanda residencial por electricidad en Chile: el consumo es sensible al precio", *Cuadernos de Economía* 42, 31-61.
- Colbún (1997), "El algoritmo de programación de mediano y corto plazo", mimeo, Departamento de Estudios de la Operación, Colbún S.A.
- CDEC-SIC, (2003), "Informe final: puesta en marcha modelo PLP", mimeo, CDEC-SIC.
- Comisión Nacional de Energía (2006), "Fijación de precios de nudo, abril, 2006, Sistema Inteconectado Central (SIC)", Santiago: CNE.
- Comisión Nacional del Medio Ambiente (2005), "Generación de antecedentes técnicos de emisión de grupos electrógenos, diésel, caracterización del sector y propuesta normativa", Santiago, Conama.
- Galetovic, A. y J. C. Olmedo (2003), "Abastecimiento eléctrico en el SIC, ¿qué tan probable es un déficit?", *Puntos de Referencia* N° 270, Santiago, Centro de Estudios Públicos.
- Galetovic, A., J. C. Olmedo y H. Soto (2002a), "¿Qué tan probable es una crisis eléctrica?", *Estudios Públicos* 87, 175-212.
- Galetovic, A., J. C. Olmedo y H. Soto (2002b), "Una estimación del costo social de eliminar los déficits de abastecimiento eléctrico en el SIC", *Revista de Análisis Económico* 17, 3-30.
- Palacios, E., R. Palma y C. Muñoz (2004), "Representación de la incertidumbre hidrológica en los modelos de despacho hidrotérmico", *Anales del Instituto de Ingeniería* 116, 99-107.
- Panel de Expertos (2004), Dictamen N° 11-2004.
- Power System Research Institute (2001), SDDP, Methodology Manual. Sao Paulo: PSR.
- Torres, R. (2006), "Modelo de coordinación hidrotérmica multinodal y multiembalse para sistemas eléctricos longitudinales en el mediano plazo", Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Santiago: Universidad de Chile.

Apéndice

Los supuestos y las fuentes de datos usados en la optimización

El modelo. El estudio se hizo con el modelo Omsic. La versión usada modela la demanda horaria con una curva de duración de cinco bloques. El horizonte de planeamiento es de 12 años para moderar la distorsión que implica suponer que el valor estratégico del agua embalsada es una función decreciente en la cota del Laja al final del periodo.

La proyección de demanda para el horizonte de planeamiento. La proyección de demanda considerada fue la que hizo la CNE cuando fijó el precio de nudo en abril de 2006 (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. Las diferencias de potencia demandada entre bloques aproximan a las curvas de carga observadas empíricamente. La demanda de cada bloque se representa como un porcentaje de la demanda en punta.

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 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.

La energía que aportan las centrales de pasada y de embalse en cada una de las 40 hidrologías. Los caudales de los ríos se transfor-

man a energía y se obtienen *matrices de energía generable*. Éstas son de orden 40x12 (40 años hidrológicos, cada uno de 12 meses). Por ejemplo, la entrada (1971-72, 08) es la energía que hubieran generado las centrales de pasada durante noviembre del año hidrológico 1971-72. Se utilizaron las matrices de los años hidrológicos 1962-63 a 2000-1 elaboradas por el CDEC-SIC²⁵.

La energía que aportarán las centrales que utilizan agua del resto de los embalses del SIC (Colbún, Pehuenche, Cipreses, Canutillar, Ralco, Pangue 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-SIC²⁶. La simulación de la operación se hizo partiendo con la cota del lago Laja a principios de junio de 2006, 1.336,04 m.s.n.m.

La disponibilidad de centrales térmicas. Para incorporar las fallas intempestivas de centrales térmicas se ajustó la capacidad de cada central multiplicándola por $(1 - \text{tasa de falla})$. La fuente de las tasas de falla es la fijación de precio de nudo de junio de 2006.

La entrada de centrales. Se ha empleado como base el plan de obras usado por la CNE en la fijación de precios de nudo de abril de 2006, ver Cuadro 2. Cuando corresponde, suponemos que sólo se atrasan las centrales recomendadas por la CNE.

Salidas de centrales por mantenimiento programado. Las centrales deben retirarse de servicio periódicamente para realizar mantenimiento. Para ello, se han empleado mantenimientos típicos supuestos por la CNE en la fijación de precios de nudo de abril de 2006.

El precio de los combustibles. Se han usado los precios de combustible usados por la CNE en la fijación de precios de nudo de abril de 2006.

Factores de penalización. Para referir los costos variables de las centrales al centro de carga se han utilizado los factores de penalización calculados por la CNE en la fijación de precios de nudo de abril de 2006.

²⁵ Actualmente el CDEC-SIC trabaja con matrices que incorporan las estadísticas entre 1965 y 2004.

²⁶ Cuando se trata de embalses, las matrices de energía generable se calculan suponiendo que éstos parten y terminan el año en la misma cota, es decir, generan exactamente su caudal afluente. En el SIC éste es un supuesto bastante razonable, porque con la sola excepción del lago Laja, la capacidad de regulación de los embalses es a lo más dos o tres meses. Así, en un estudio de operación interanual como el que presentamos en este trabajo la operación de estos embalses no es una variable de estado demasiado relevante.