

Abastecimiento eléctrico en el SIC, 2007-2012

Luz al final del túnel, baches en el camino*

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

- Esta nota estima la probabilidad mensual y anual de déficit en el Sistema Interconectado Central (SIC) entre 2007 y 2012. Las probabilidades de déficit durante los próximos años han retornado a niveles parecidos a los que eran habituales antes de la crisis del gas. Por una parte, la Ley Corta 2 permitió que los precios aumentaran para reflejar parcialmente el mayor costo de producción causado por el retraso de las inversiones, el aumento de los precios del carbón y el petróleo y la pérdida del gas natural argentino como tecnología de expansión.
- Ello estimuló la conversión a diesel de la mayoría de las centrales que operan con gas natural, la instalación de turbinas diésel y la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas. Al mismo tiempo, la licitación de contratos con distribuidoras en diciembre pasado destrabó las inversiones en centrales a carbón.
- Por otra parte, el aumento de precios moderó el crecimiento de la demanda, lo que explica buena parte de la caída de las probabilidades de déficit. A ello se suma que la reconversión de centrales a gas natural para que puedan usar diésel está casi concluida. Así, la probabilidad de déficit ya no depende de la disponibilidad de gas natural.
- Con todo, el panorama durante 2007 y 2008 aún es incierto y vulnerable, y habrá déficit si se materializa una sequía extrema, tal como ocurría antes de la crisis del gas. También es cierto que la probabilidad de que haya al menos un mes con déficit en cada uno de los siguientes cuatro años hidrológicos no es insignificante, y se eleva hasta .111 (u 11,1%) durante el año hidrológico 2009-10.
- Más aún, las probabilidades mensuales de déficit se triplican durante 2010 si la entrada de centrales se retrasa seis meses o la demanda crece 7,5% por año, en vez del 6,8% que proyecta la CNE. Por último, si a una sequía extrema durante este año se le suma un evento desafortunado tal como una restricción de diésel o el desperfecto de una central térmica (tal como ocurrió en 1998 y 1999) la magnitud del déficit sería considerable.
- Es muy importante que se reglamenten de manera eficaz los mecanismos que permitirían estimular las reducciones voluntarias de consumo durante déficits. Este mecanismo, introducido por la Ley Corta 2, da la flexibilidad adicional necesaria para enfrentar déficits. Sin embargo, el reglamento sigue pendiente.
- Adicionalmente, es importante agilizar los procedimientos que rigen a los estudios de impacto ambiental. Algunos proyectos continúan enredados en la maraña regulatoria.

Alexander Galetovic. Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales, Universidad de los Andes y Centro de Estudios Públicos, email: agaletovic@uandes.cl

Juan Ricardo Inostroza. Gerente de Regulación y Planificación de Negocios de AES Gener S.A., email: jinostrza@aes.com

Cristián Marcelo Muñoz M. Jefe del Departamento de Regulación de AES Gener S.A. y profesor adjunto del Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, email: cmunozm@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 la colaboración de Rigoberto Torres.

Puntos de Referencia es editado por el Centro de Estudios Públicos. Director responsable: Arturo Fontaine Talavera. Dirección: Monseñor Sótero Sanz 162, Providencia, Santiago de Chile. Fono 328 2400 - Fax 328 2440.

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

Introducción

En julio de 2006 estimamos la probabilidad mensual de déficit de abastecimiento eléctrico entre 2006 y marzo de 2011 en el Sistema Interconectado Central (SIC)¹. Concluimos que si bien la situación no era desesperada, tampoco había espacios para cometer errores. Este año se da una aparente paradoja. Las probabilidades de déficit durante los próximos años han retornado a niveles parecidos a los que eran habituales antes de la crisis del gas. Sin embargo, en 2007 y 2008 el abastecimiento eléctrico sigue siendo vulnerable a una sequía extrema, principalmente por desaciertos regulatorios. En efecto, no se han reglamentado de manera eficaz los mecanismos que permitirían estimular las reducciones voluntarias de consumo durante un déficit, nada se ha hecho para crear un mercado que permita usar la abundante generación que no está interconectada durante una escasez², ni tampoco se han agilizado los procedimientos que rigen a los estudios de impacto ambiental.

A la luz de lo anterior, esta nota evalúa el abastecimiento eléctrico en el Sistema Interconectado Central (SIC) desde junio de 2007 hasta marzo de 2012³. Nuestro estudio muestra que de continuar las actuales condiciones de caudales afluentes, muy por debajo de la media, habría racionamiento durante este año. La profundidad del déficit se agravaría, e incluso podría adelantarse a junio o julio de 2007, si, tal como durante la crisis de 1998 y 1999, la sequía coincidiera con una indisponibilidad permanente de una central de ciclo combinado, ya sea por problemas técnicos o bien por abastecimiento insuficiente de diésel.

Es importante enfatizar que la vulnerabilidad del SIC se debe a la demora en resolver pro-

blemas que se arrastran desde siempre, y no a los cortes de gas. En efecto, si se hubiese reglamentado de manera eficaz el mecanismo de reducciones voluntarias de consumo, el panorama sería más tranquilo, todo esto gracias a los aciertos de la Ley Corta 2. Hoy día, las probabilidades de déficit no dependen de la intensidad de los cortes de gas, han descendido a niveles parecidos a los que eran habituales antes de la crisis del gas, y el ajuste posiblemente concluya hacia mediados de 2010, cuando hayan entrado en servicio dos centrales a carbón y una hidráulica y se materialicen otros proyectos.

¿Por qué mejoró la Ley Corta 2 el panorama del abastecimiento eléctrico? Aunque hemos sido afortunados porque la hidrología fue particularmente abundante durante el año pasado, la respuesta, en términos simples, es que generadores y consumidores han respondido al aumento de precios que permitió la Ley Corta 2. En efecto, la principal consecuencia de largo plazo de la crisis del gas argentino que comenzó en mayo de 2004 fue la pérdida de este combustible relativamente barato como tecnología de expansión del sistema eléctrico. El mérito de la Ley Corta 2 de mayo de 2005 es que le permitió al precio de nudo reflejar este hecho. Así, tal como se aprecia en el Gráfico 1, entre noviembre de 2003 y mayo de 2007 el precio de nudo de la energía en dólares se duplicó⁴.

Por el lado de la oferta, el aumento de precios estimuló la conversión a diésel de casi todas las centrales que operan con gas natural, la instalación de algunas turbinas y la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Sin embargo, en el corto plazo el efecto más importante ocurrió por el lado de la demanda, pues el aumento de precios moderó su crecimiento. Aunque la caída de la tasa de crecimiento es temporal, el nivel de consumo será menor, de manera permanente, en una magnitud equivalent-

¹ Véase Galetovic, Inostroza y Muñoz (2006).

² El DS N° 244 del 2 de septiembre de 2005 reglamenta la interconexión de pequeños generadores, pero sus disposiciones son tan engorrosas que en la práctica es ineficaz.

³ El año hidrológico comienza en abril y termina en marzo del año siguiente. Así, por ejemplo, 2007-8 denota el año hidrológico que comenzó en abril de este año y termina en marzo de 2008.

⁴ El precio a usuarios en pesos aumentó menos, por la caída del dólar durante los últimos años. De manera adicional, sólo el 40% de la tarifa residencial corresponde a energía, por lo que su aumento porcentual ha sido aun menor.

Gráfico 1

Precio de nudo de la energía en el nudo de Quillota
(mils/kWh)



te a, más o menos, una central de ciclo combinado. Como veremos más adelante, el menor consumo es responsable de buena parte de la caída de las probabilidades de déficit durante los próximos tres años hidrológicos.

Finalmente, la adjudicación de contratos con distribuidoras mediante licitaciones en diciembre pasado destrabó las inversiones en centrales de base. Con la entrada de estas centrales, hacia 2010 debería materializarse el reemplazo del gas natural por el carbón como tecnología de expansión del sistema. Una vez que eso ocurra y se normalice la entrada periódica de centrales, se completará el ajuste del sistema eléctrico gatillado por la crisis del gas natural argentino en mayo de 2004.

A pesar de todo, durante los próximos tres años no se puede descartar un déficit. Como se dijo, una razón es que una sequía extrema parecida a las que ocurrieron durante los años hidrológicos 1968-69, 1996-97 ó 1998-99 causaría uno hacia fines de este año. También es cierto que la probabilidad de que haya al menos un mes con déficit en cada uno de los siguientes cuatro años hidrológicos no es insignificante, y se eleva hasta

.111 (u 11,1%) durante el año hidrológico 2009-10. Por último, las probabilidades mensuales de déficit se triplican durante 2010 si la entrada de centrales se retrasa en seis meses o la demanda crece 7,5% por año, en vez del 6,8% que proyecta la CNE, y alcanzan niveles históricamente altos durante varios meses, alrededor de .12 (ó 12%).

La posibilidad de que ocurra un déficit en años secos no es nada nuevo ni anormal. Sin embargo, en las circunstancias actuales no se puede descartar que un déficit devenga en racionamientos y cortes, porque aún no existen mecanismos que permitan manejar eficientemente un déficit⁵. En ese sentido, se puede decir que hemos vuelto a la "normalidad" previa a la crisis del gas. Lamentablemente, en esa "normalidad" las probabilidades de déficit bajas conviven incómodamente con un problema no resuelto, a saber, que

⁵ Durante una escasez cae la oferta de energía, ya sea por una sequía o por la falla de una central. Una crisis eléctrica ocurre cuando hay un exceso de demanda por energía, el que habitualmente lleva a racionamientos y cortes del suministro. Si existen buenos mecanismos de precios en funcionamiento durante una escasez, la energía disponible se asigna eficientemente y se evitan los cortes y racionamientos.

no hay mecanismos eficaces y eficientes que estimulen las reducciones de consumo durante un déficit.

La Ley Corta 2 incluye un gran avance en la dirección correcta, porque introdujo los mecanismos de incentivo al ahorro de energía. Sin embargo, han pasado dos años desde que se promulgó y el gobierno todavía no produce un reglamento que indique cómo se harán estas ofertas. De manera similar, nada se ha hecho para crear un mercado que permita usar la abundante generación distribuida durante una escasez. Por último, la maraña regulatoria que retrasa y entraba los proyectos eléctricos sigue intacta.

¿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 computacional 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 en Galetovic, Inostroza y Muñoz (2006) 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.

El abastecimiento eléctrico visto desde junio de 2007

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 [2002a] para una descripción detallada). El CDEC usó este modelo hasta poco tiempo atrás para operar el sistema y lo reemplazó recientemente por el modelo PLP^{6, 7}.

¿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 sequías⁸.

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

⁶ Véase Colbún (1997) y CDEC-SIC (2003).

⁷ 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).

⁸ 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.

Cuadro 1
Proyecciones del consumo de electricidad
2006 y 2007 comparados

Año	Demanda supuesta en 2007		Demanda supuesta en 2006 ¹	
	(1) Consumo (GWh)	(2) Tasa de aumento	(3) Consumo (GWh)	(4) Tasa de aumento
2006	38.231		38.412	
2007	40.724	6,5%	41.443	7,9%
2008	43.477	6,8%	44.800	8,1%
2009	46.521	7,0%	48.250	7,7%
2010	49.684	6,8%	51.482	6,7%
2011	53.063	6,8%	54.932	6,7%

Nota: (1) Se supone que las pérdidas son iguales a 4,1%, es decir, iguales a las materializadas entre 1996 y 2005.

Fuentes: La proyección de demanda de 2007 proviene de CNE (2007). La proyección de demanda de 2006 proviene de Galetovic, Inostroza y Muñoz (2006) y está basada en CNE (2006).

más apropiado para este estudio porque permite usar simulaciones de Montecarlo para modelar la incertidumbre hidrológica⁹.

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 10.000 secuencias de hidrologías¹⁰. *Grosso modo*, en cada sorteo se elige una de las 40 hidrologías de la estadística mes a mes. Luego, para cada una de las 10.000 secuencias simulamos la operación óptima del sistema mes a mes. De cada una de las 10.000 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 10.000 simulaciones (en GWh); (b) su desviación estándar; (c) la fracción de simulaciones en que ocurrió un déficit de al menos 1% de la demanda, es decir la pro-

babilidad de que ocurra un déficit; (d) la cota promedio del lago Laja; (e) el costo marginal promedio en mil\$/kWh¹¹. Adicionalmente reportamos la probabilidad de falla anual, vale decir, la probabilidad de que ocurra un déficit en al menos un mes del año.

Los supuestos. La simulación de la operación partió con la cota del lago Laja al comienzo de junio de 2007, 1.337,67 metros sobre el nivel del mar^{12, 13}. 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 2007, excluyendo las turbinas diésel Los Vilos 1 y Cardones 1, cada una de 125 MW y el Ciclo Combinado Taltal II. La proyección de consumo supone una tasa media de crecimiento de la demanda de poco más de 6,8% por año (véase el Cuadro 1)¹⁴. Por

¹¹ Un "mil" es equivalente a una milésima de dólar, y es la unidad estándar en que se miden los costos de generación eléctrica.

¹² 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.

¹³ Para obtener la cota al 1 de junio de 2007 se tomó la cota del Laja al 1 de mayo de 2007 y se supuso que el agua se usaría durante todo mayo a la misma tasa que durante la primera quincena.

¹⁴ Para más detalles véase el apéndice y CNE (2007).

⁹ 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.

¹⁰ Las así llamadas etapas de optimización y simulación se describen y explican en Galetovic, Olmedo y Soto (2002a).

Cuadro 2
Plan de obras, abril de 2007, CNE

	(1) Central	(2) Combustible	(3) Potencia (MW) ²	(4) Potencia (MW) ²
Abr. 07	CA ¹ San Isidro II	Diésel	240	
Abr. 07	Quilleco	Hidroeléctrica	70	
Jun. 07	Chiburgo	Hidroeléctrica	19	
Ago. 07	Hornitos	Hidroeléctrica	55	
Sep. 07	Canela	Eólica	18	
Oct. 07	Palmucho	Hidroeléctrica	32	
Mar. 08	CC ¹ San Isidro II (cierre) ⁵	Diésel	358 (118) ⁶	
Abr. 08	Ojos de Agua	Hidroeléctrica	9	
Abr. 08	Turbina Los Vilos I ³	Diésel		125
Oct. 08	La Higuera	Hidroeléctrica	155	
Oct. 08	Concepción módulo I	Eólica		20
Oct. 08	Turbina Cardones 1 ³	Diésel		125
Mar. 09	CC San Isidro II (cierre) ¹	GNL	358 (0)	
Abr. 09	CC San Isidro II (fa)	GNL	377 (19)	
May. 09	VII Región	Desechos forestales		17
Jul. 09	CC Taltal GNL ⁴	GNL		360 (120)
Ago. 09	VIII Región	Desechos forestales		25
Oct. 09	Concepción módulo II	Eólica		20
Oct. 09	Guacolda III	Carbón	135	
Ene. 10	Nueva Ventanas	Carbón	242	
Ene. 10	Confluencia	Hidroeléctrica		145
Abr. 10	CC Quintero I ⁵	GNL		385
Oct. 10	Coronel I	Carbón		400
Ene. 11	Coronel II	Carbón		250
Abr. 11	Calabozo etapa 1	Geotermia		40
Abr. 11	Chillán etapa 1	Geotermia		25
Jul. 11	Pan de Azúcar I	Carbón		250
Ene. 12	CC Quintero II	GNL		385
Oct. 12	Neltume	Hidroeléctrica		403
Abr. 13	Calabozo etapa 2	Geotermia		40
Abr. 13	Chillán etapa 2	Geotermia		25
Oct. 13	Pan de Azúcar II	Carbón		400
Jun. 14	I V-Región	Carbón		400
Abr. 15	Calabozo etapa 3	Geotermia		40
Abr. 15	Chillán etapa 2	Geotermia		25
Jun. 15	Puerto Montt 1	Carbón		250
Jul. 15	Los Vilos 1	Carbón		250
Ene. 16	CC VI región	GNL		385
Ene. 16	CC Quintero III	GNL		385

Notas: (1) CA: ciclo abierto; CC: ciclo combinado; fa: fuego adicional. (2) 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 informados por los propietarios se muestran en la columna 4. (3) Centrales no incluidas en nuestro estudio, dada su baja probabilidad de concretarse. (4) En nuestro estudio no incluimos un ciclo combinado en Taltal, porque Endesa no ha entregado información al respecto. (5) Se supone que el GNL estará disponible recién en junio de 2010 (Fuente: *Diario Financiero*, abril 18 de 2007). (6) Entre paréntesis se muestra la capacidad adicional que aporta la central. Por ejemplo el cierre del ciclo combinado de San Isidro II aumenta la capacidad de la central desde 240 MW hasta 358 MW, es decir 118 MW.

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

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 tales proyectos u otros similares.

Como se dijo, en nuestro caso base excluimos las turbinas diésel Los Vilos 1 y Cardones 1 (125 MW cada una) que la CNE estima entrarán en servicio durante 2008. Lo hacemos por dos razones. La primera es que no existen antecedentes de que alguna empresa esté pensando instalarlas. La segunda es que turbinas de esa naturaleza se suelen instalar una vez que un déficit es inminente y se retiran una vez que éste termina —es decir, corresponden a lo que se conoce por capacidad adicional transitoria¹⁵—. También excluimos el cierre del ciclo combinado en Taltal a GNL (120 MW) porque Endesa no ha entregado información de que será construido.

Resultados I: el caso base

El Cuadro 3 muestra los resultados del caso base. Según las simulaciones, durante este año hidrológico los déficits son probables solamente al final del año hidrológico, en diciembre (probabilidad igual a .001 ó 0,1%), enero (.028 ó 2,8%), febrero (.001 ó 0,1%) y marzo de 2007 (.048 ó 4,8%). En promedio, el déficit esperado mensual es a lo más 3,7 GWh, magnitud muy pequeña

¹⁵ 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]).

comparada con los 3.663 GWh de consumo mensual proyectado en marzo de 2007.

El resto de los años hidrológicos es bastante parecido al año hidrológico 2006-7. En 2007-8 el modelo encuentra déficits durante once meses, pero salvo en octubre (.028 ó 2,8%) las probabilidades son muy bajas, menores que .01 (ó 1%). El año más ajustado es 2009-10, pero aun así la máxima probabilidad de falla es .041 ó 4,1%, en marzo de 2010. A partir de julio de 2010 los déficits prácticamente desaparecen durante 2010-11, a consecuencia de la entrada de 1.163 MW entre octubre de 2008 y abril de 2010, principalmente la central hidráulica La Higuera (155 MW), las carboneras Guacolda (135 MW) y Ventanas (242 MW) (véase el plan de obras en el Cuadro 2) y el ciclo combinado Quintero I (385 MW).

El panorama del abastecimiento eléctrico que muestran los Cuadros 3 y 4 es considerablemente mejor que el reportado en nuestro estudio de 2006 y se acerca a lo que era habitual antes de la crisis del gas. Con todo, se justifica un poco de cautela. Una razón es que las probabilidades anuales de déficit (es decir, la probabilidad de que haya a lo menos un mes de déficit durante el año hidrológico) no son insignificantes. La columna 1 del Cuadro 4 muestra que ésta se empina por sobre .05 (ó 5%) durante este año hidrológico, .067 (ó 6,7%) en 2010-11 y .111 (ó 11,1%) en 2009-10.

La segunda razón que justifica cautela es que a pesar de las reservas abundantes de agua en el lago Laja, una sequía extrema tal como la de 1996-97, 1968-69 ó 1998-99 causaría un déficit hacia finales de este año, tal como se aprecia en el Gráfico 2. Por ejemplo, si a una sequía extrema durante este año se le suma un evento desafortunado tal como una restricción de diésel o el desperfecto de una central térmica (tal como ocurrió en 1998 y 1999) el resultado reflejado en las dos últimas columnas muestra un déficit considerable en diciembre de este año y, sobre todo, durante enero, febrero y marzo, en ocasiones empinándose por sobre los 500 GWh, alrededor de un sexto del consumo mensual.

También conviene examinar qué ocurriría si se suceden dos años con sequías como la de

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

2007-8	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	nd	nd	-	-	-	-	-	-	0,01	1,90	0,01	3,70
Desviación estándar	nd	nd	-	-	-	-	-	-	0,40	10,30	16,10	0,60
Probabilidad de déficit	nd	nd	-	-	-	-	-	-	.001	.028	.001	.048
Cota (m.s.n.m.)	nd	nd	37,9	37,9	37,5	37,5	38,5	39,8	39,5	37,5	35,2	32,7
Costo marginal (mils/kWh)	nd	nd	107	102	102	96	96	97	106	129	127	140
2008-9	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0,10	0,10	0,01	0,01	0,01	-	1,90	0,10	0,01	1,20	0,01	0,70
Desviación estándar	1,80	4,00	1,80	1,00	0,20	-	10,00	4,00	6,90	13,80	2,00	5,80
Probabilidad de déficit	.001	.001	.001	.001	.001	-	.028	.001	.002	.007	.001	.007
Cota (m.s.n.m.)	30,3	29,4	30,1	30,3	30,1	30,3	31,4	33,0	32,8	30,8	28,7	26,4
Costo marginal (mils/kWh)	129	128	114	115	113	110	109	108	108	127	132	140
2009-10	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	2,90	2,40	0,80	0,40	0,10	0,10	0,50	0,20	1,30	3,80	1,00	7,60
Desviación estándar	18,20	19,10	11,50	6,60	1,20	1,50	7,00	4,40	14,00	23,30	7,30	36,10
Probabilidad de déficit	.032	.017	.006	.004	.001	.001	.004	.003	.007	.027	.019	.041
Cota (m.s.n.m.)	24,1	23,3	24,0	24,2	23,9	24,1	25,2	26,7	26,5	24,5	22,5	20,5
Costo marginal (mils/kWh)	151	144	131	128	119	115	107	112	113	127	131	143
2010-11	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	1,90	2,80	0,60	0,01	-	-	0,30	-	0,40	1,50	-	-
Desviación estándar	14,90	17,40	5,20	0,70	-	-	6,00	-	5,30	11,60	-	-
Probabilidad de déficit	.019	.024	.012	.001	-	-	.002	-	.006	.015	-	-
Cota (m.s.n.m.)	18,6	18,2	19,9	21,0	21,6	22,3	23,7	25,9	25,9	24,1	22,7	21,2
Costo marginal (mils/kWh)	136	134	76	70	66	64	65	62	65	69	65	68
2011-12	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0,70	0,01	0,40	-	-	-	2,40	-	0,10	0,01	0,01	-
Desviación estándar	8,40	1,1	5,1	-	-	-	15,0	-	1,30	0,50	0,50	-
Probabilidad de déficit	.004	.001	.007	-	-	-	.030	-	.001	.001	.001	-
Cota (m.s.n.m.)	19,4	19,3	20,9	22,0	22,8	23,7	25,1	27,3	27,3	25,4	24,1	22,7
Costo marginal (mils/kWh)	67	66	63	55	55	54	68	56	59	63	61	61

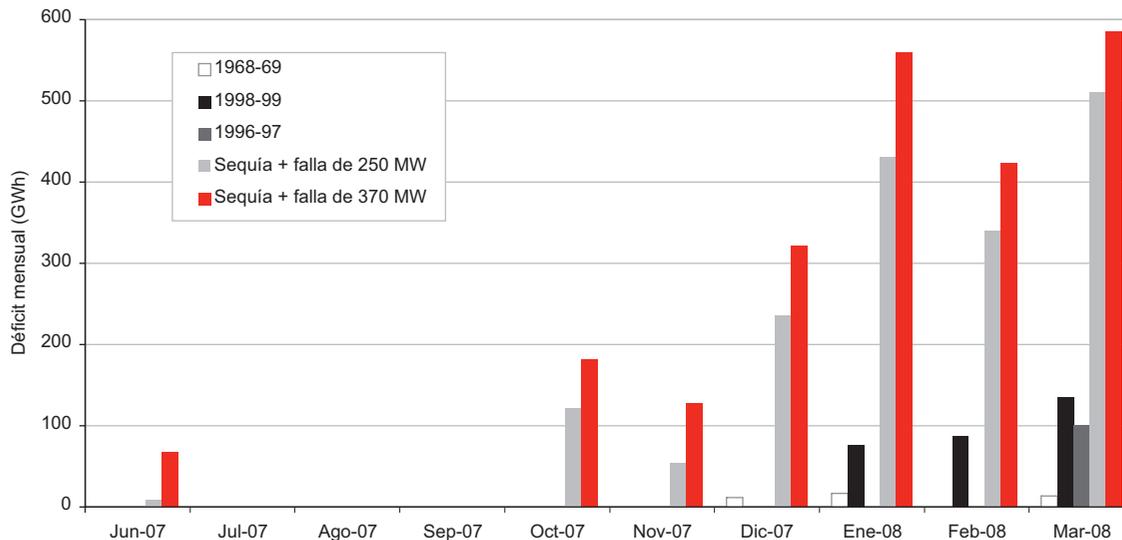
Cuadro 4

Probabilidad anual de que ocurra un déficit

	(1) Caso base	(2) Sin gas	(3) Plan de obras se atrasa seis meses	(4) Demanda proyectada en 2006	(5) Demanda crece 7,5% cada año
2007-08	.055	.055	.055	.076	.076
2008-09	.037	.042	.058	.085	.072
2009-10	.111	.117	.151	.185	.143
2010-11	.067	.063	.247	.224	.211
2011-12	.041	.041	.111	.090	.088

Gráfico 2

Déficit en 2007-08 con sequías y eventos extremos



1998-99, la peor de la estadística. 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 5 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), no ocurrirían déficits hasta enero del 2008, aunque la cota del lago Laja caería rápidamente. Durante ese mes el déficit sería 76,0 GWh, y aumentaría a 134,6 GWh durante febrero de 2008, y caería a 87,6 GWh en marzo¹⁶. Estos dé-

ficits son respetables, pero menores que los del año hidrológico 2008-09. El cierre del ciclo combinado de San Isidro II con diésel que, se supone, ocurrirá en marzo de 2008 postergaría el déficit por algunos meses, pero éstos reaparecerían a partir de agosto alcanzando niveles del orden del 10% del consumo en diciembre de 2008 y enero de 2009. Por supuesto, es casi innecesario mencionar que el lago Laja se vaciaría rápidamente y el costo de abastecimiento, medido por el costo mar-

¹⁶ 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 3.600 GWh.

Cuadro 5
Déficits mensuales con dos hidrologías 1998-99 seguidas

2007-8	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	nd	nd	-	-	-	-	-	-	-	76,0	134,6	87,6
Cota (m.s.n.m)	nd	nd	35,2	32,7	30,3	28,0	26,5	25,0	22,2	19,1	16,5	15,0
Costo marginal (mils/kWh)	nd	nd	133	152	176	167	223	241	303	345	350	341
2007-8	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	-	-	-	-	42	33	282	271	329	371	110	116
Cota (m.s.n.m)	13,8	12,8	11,7	10,7	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Costo marginal (mils/kWh)	146	130	173	183	320	300	383	355	347	345	300	307

ginal, crecería por sobre los 300 mils durante varios meses, cinco o seis veces el precio de nudo. Más aún, para eliminar déficits de este tamaño sería necesario instalar alrededor de 600 a 700 MW de capacidad adicional transitoria. 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 argentino¹⁷.

Por último, también se justifica ser cauteloso porque las probabilidades de déficit aumentan fuertemente si se modifican algunos supuestos básicos detrás de nuestras simulaciones, tal como veremos a continuación.

Resultados II: sensibilidad

Consecuencias del retraso del plan de obras. Uno de los cambios más importantes ocurridos entre 2006 y 2007 es que este año hay tres centrales de base ya en construcción, la hidráulica La Higuera y las carboneras Guacolda III y Nueva Ventanas. El compromiso de las centrales a carbón es a firme, pues fueron comprometidas en la licitación de contratos de diciembre de 2006. Con todo, parece apropiado preguntarse qué ocurre si la entrada en servicio de estas centrales y las restantes del plan de obras se retrasa seis

meses. Para eso, simulamos el modelo retrasando el plan de obras en seis meses a partir de octubre de 2008.

El resultado de este ejercicio es el Gráfico 3, que compara las probabilidades de déficit en el caso base (línea negra) y el plan de obras proyectado retrasado en seis meses (línea roja). Nótese que si la probabilidad de déficit en un mes dado es similar en los dos casos (tal como ocurre la mayor parte del tiempo hasta diciembre de 2009) sólo se ve la tonalidad roja del caso con el plan de obras retrasado.

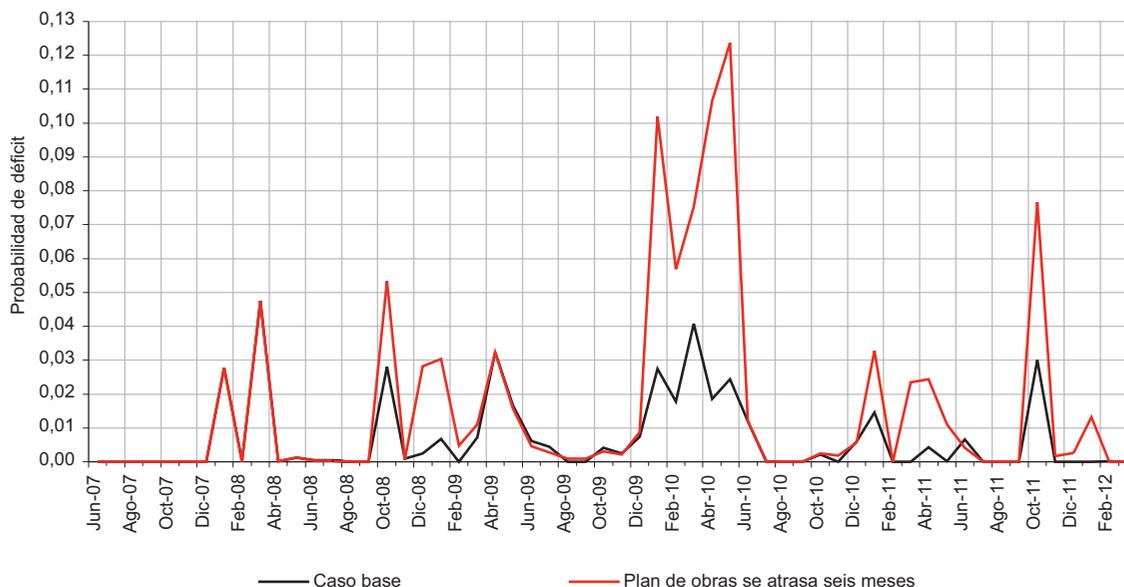
Los retrasos simulados no tienen mayor consecuencia hasta diciembre de 2009. Sin embargo, a partir de enero de 2010 y hasta mayo del 2010, la probabilidad de déficit aumenta fuertemente, empujándose hasta .102 (ó 10,2%) en enero, .107 (ó 10,7%) en abril y .124 (ó 12,4%) en mayo. Estos efectos son considerables, y esto se aprecia aún mejor en el Cuadro 4. La columna 3 muestra que la probabilidad anual de déficit aumenta hasta .151 (ó 15,1%) en 2009-10 y a .247 (ó 24,7%) en 2010-11. Vale decir, el retraso del plan de obras implica que en una de cada cuatro simulaciones aparece un déficit en a lo menos un mes del año hidrológico —un déficit es muy probable.

Crecimiento del consumo y la probabilidad de déficit. Como ya se dijo, las probabilidades de déficit mensuales han caído bastante desde el año pasado, y es importante desentrañar si se debe al aumento de la capacidad de generación o

¹⁷ Véase Galetovic, Olmedo y Soto (2002a) y Galetovic y Olmedo (2003).

Gráfico 3

Probabilidad de déficit si el plan de obras se atrasa seis meses



bien al menor crecimiento de la demanda. Por cierto, no hay duda de que las inversiones en turbinas y pequeñas centrales hidroeléctricas y la reconversión de los ciclos combinados han sido parte importante del ajuste a la crisis del gas argentino. Sin embargo, la pregunta es si las inversiones bastan para explicar la caída de las probabilidades de déficit entre nuestro estudio de 2006 y éste.

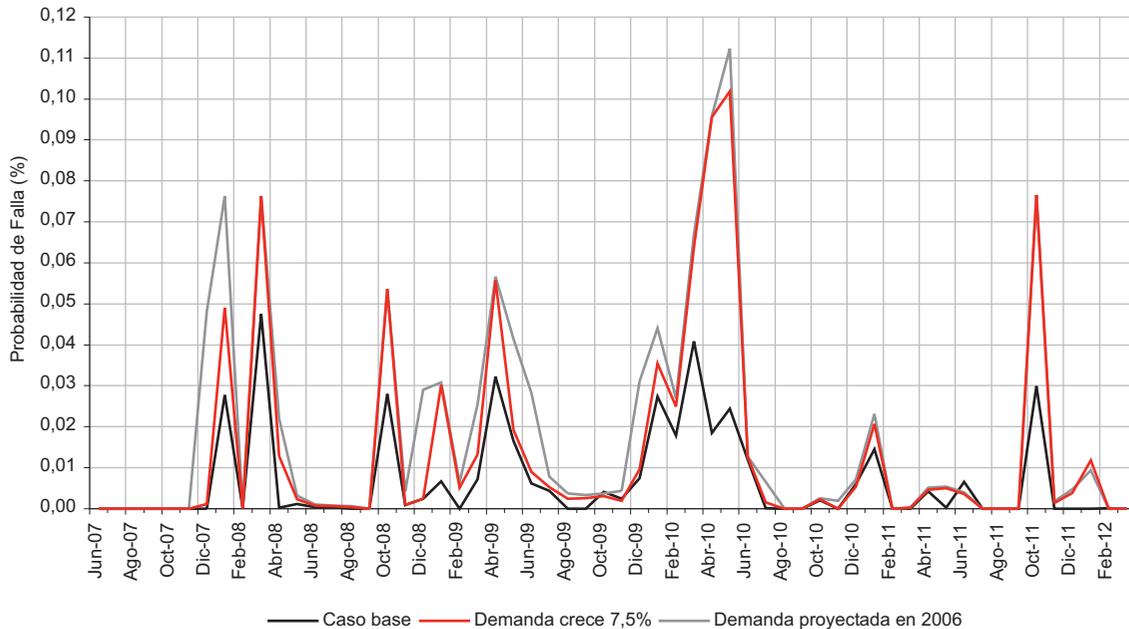
La respuesta es no. El cambio del panorama de abastecimiento durante el último año se debe a la evolución de la demanda por energía.

El Gráfico 4 muestra las probabilidades mensuales de déficit con tres escenarios de demanda. En negro se muestra el caso base; en los resultados de una simulación con la proyección de consumo de energía que utilizamos en nuestro estudio de 2006 (la columna 4 en el Cuadro 1); y en rojo una simulación que supone que el consumo crece más rápido de lo que ha supuesto la CNE en la fijación de precios de nudo de abril de este año, 7,5% anual en vez de las tasas reportadas en la columna 2 del Cuadro 1. En este caso, cuando las probabilidades son muy parecidas, el gris tapa al negro y el rojo tapa al gris.

Tal como se aprecia en el Gráfico 4, las probabilidades de déficit con la proyección de consumo de 2006 son considerablemente más altas que las del caso base (y, con desfase de un año, parecidas a las que reportamos en nuestro estudio de 2006). De hecho, si el consumo hubiera crecido tal como lo proyectaba la CNE en 2006 las probabilidades mensuales de déficit serían bastante más altas. Esto es particularmente notorio entre marzo y mayo de 2010, donde las probabilidades de déficit mensuales superan el 10%.

¿Por qué son tan sensibles las probabilidades de déficit a la proyección de consumo? Una tasa de crecimiento más lenta, obviamente, implica que los incrementos de consumo año a año son menores. Pero más importante aun es que incluso si la caída de la tasa de crecimiento es temporal, el nivel de consumo será menor de manera permanente. Esta es la principal razón de por qué el panorama del abastecimiento se ve mejor este año: el crecimiento más lento que el proyectado entre 2006 y 2007 implica que el nivel de consumo es permanentemente más bajo de los que se proyectaba.

Gráfico 4
Probabilidad de déficit con mayor demanda



El crecimiento más lento de la demanda eléctrica no es sino una demostración más del poderoso efecto que tienen los precios sobre el consumo eléctrico¹⁸. La gran contribución del ajuste de precios que permitió la Ley Corta 2 es que moderó el crecimiento de la demanda y con ello contribuyó fuertemente a disminuir las probabilidades de déficit.

Si hay diésel la probabilidad de déficit no depende de la disponibilidad de gas. Por último, conviene examinar cómo varía la probabilidad de déficit con la disponibilidad de gas. Nos parece apropiado decir que la creencia es que la intensidad de los cortes de gas argentinos son el principal determinante de la probabilidad de déficit du-

rante los próximos años. Sin embargo, a continuación mostraremos que la intensidad de los cortes de gas no afectan la probabilidad de déficit en la medida que haya diésel.

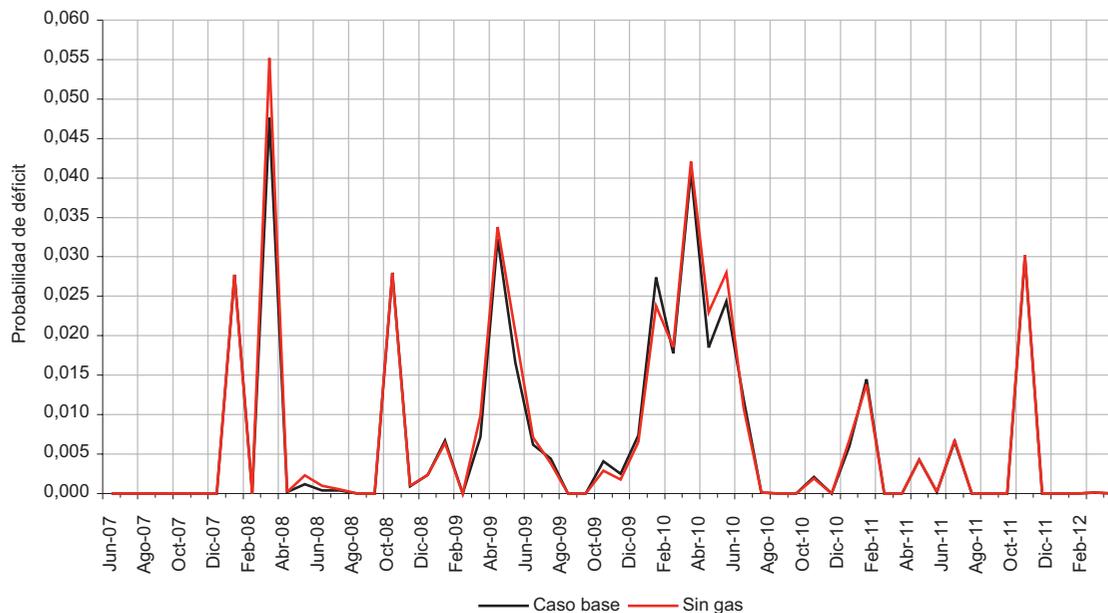
Tal como se dijo líneas arriba, el caso base supone que cada mes llega gas durante una de cada cuatro semanas. El Gráfico 5 muestra la probabilidad de déficit con una semana de disponibilidad de gas al mes (línea negra, el caso base) y sin gas en absoluto (línea roja). Lo que llama la atención es que la línea negra apenas se ve, porque la línea roja la cubre casi por completo. ¿Por qué? En realidad, ¡la probabilidad de déficit con o sin gas es casi la misma, mes por mes! La columna 2 del Cuadro 4 confirma lo anterior. Las probabilidades anuales de déficit con o sin gas son casi idénticas.

Al lector le podría sorprender que las probabilidades de déficit no varíen 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,

¹⁸ No es una exageración decir que muchos no creen que el consumo eléctrico responda a los precios. Sin embargo, al respecto existe amplia evidencia nacional e internacional. Véase Benavente et al. (2005) para una estimación de la sensibilidad de la demanda residencial al precio. En ese estudio también se cita abundante evidencia internacional que indica que el consumo eléctrico responde al precio.

Gráfico 5

Probabilidad de déficit con diferentes intensidades de corte de gas



perdiendo apenas entre el cinco y el ocho por ciento de la potencia generable. Eso explica por qué las probabilidades de déficit son casi iguales. La conclusión de fondo es que los determinantes principales de la probabilidad de déficit son el plan de obras, la hidrología y la evolución de la demanda —tal cual como era antes de la crisis del gas— y la disponibilidad de diésel.

Por supuesto, tener más gas sería conveniente porque disminuiría los costos marginales. 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 pero no a la probabilidad de déficit.

Conclusión: ¿Luz al final del túnel?

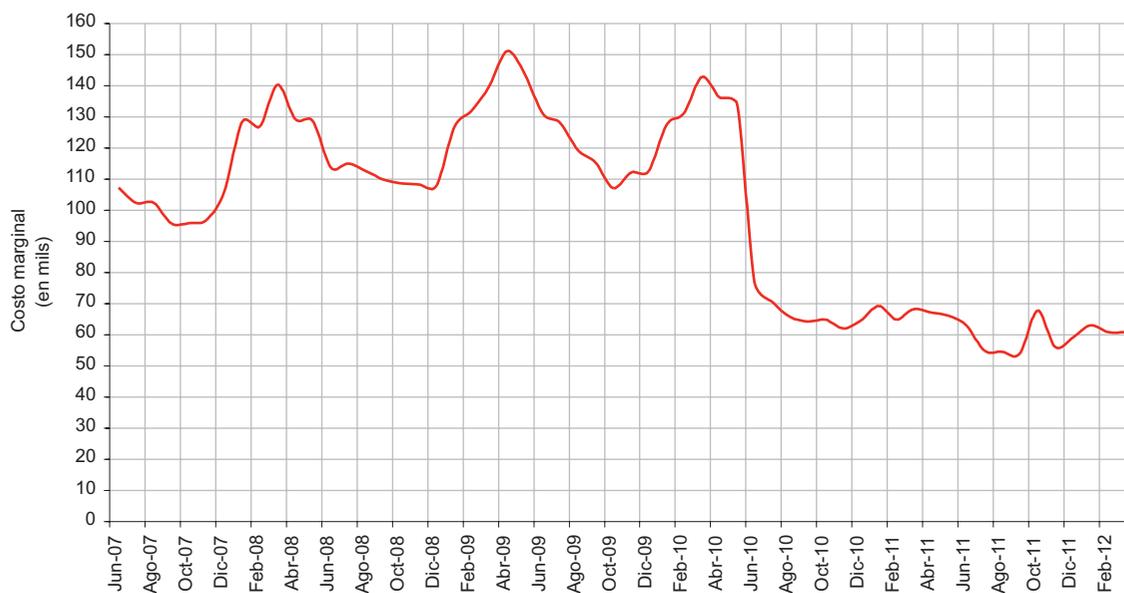
El Gráfico 6 muestra la evolución proyectada del costo marginal promedio en el caso base. Hasta mayo de 2010 éste se mueve entre 100 y 150 mils. En junio cae violentamente hasta 76,4 mils y se mantiene entre los 50 y 70 mils de ahí adelante. Esta caída del costo marginal se debe a

la entrada de la central hidráulica Higuerras y las carboneras Guacolda III y Nueva Ventanas y el resto de las centrales consideradas en el plan de obras, de materializarse, señalaría el fin del ajuste gatillado por la crisis del gas natural argentino en mayo de 2004. Este ajuste consiste en el reemplazo del gas natural por el carbón como tecnología de expansión del SIC.

El panorama moderadamente optimista que sugiere nuestro ejercicio es consecuencia de la eficacia de la Ley Corta 2, tramitada aceleradamente por el ministro Rodríguez durante 2004 y 2005. En esencia, la nueva ley hizo los cambios necesarios para que los precios de nudo pudieran reflejar apropiadamente el costo económico de la energía. En el corto plazo, la ampliación de la banda de precios libres permitió traspasarles a los usuarios parte del aumento de los costos de generación debidos al retraso de las inversiones, la pérdida del gas natural argentino como tecnología de expansión del sistema y el aumento de precios de los combustibles, particularmente el petróleo y el carbón.

En el largo plazo la Ley Corta 2 sustituyó el precio de nudo simulado por la CNE cada seis

Gráfico 6
Costo marginal de la energía, promedio
(caso base, junio de 2007 a marzo de 2012)



meses por un precio licitado que se mantiene por lo que dure el contrato entre el generador y el distribuidor, entre 10 y 15 años. Esta modificación destrabó las inversiones en centrales a carbón porque corrigió un defecto básico del precio de nudo simulado a saber, que, por variar cada seis meses, impedía contratos que mitigasen el riesgo impuesto por la posible vuelta del gas natural una vez que la situación política argentina se normalice.

Una vez corregidos los defectos del precio de nudo la respuesta de los agentes ha sido como la de un libro de texto. Por el lado de la oferta, el aumento de precios estimuló la conversión a diésel de todas las centrales que operan con gas natural, la instalación de turbinas operando con diésel y la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas. Sin embargo, vimos que el efecto más importante ocurrió por el lado de la demanda. El aumento de precios redujo su tasa de crecimiento y es responsable de buena parte de la caída de las probabilidades de déficit. Y una vez que se terminen de construir las centrales a carbón de Guacolda 3 y Nueva Ventanas, la central

hidroeléctrica de Higuera y el resto de las centrales consideradas en el plan de obras, la situación debiera volver a ser normal.

La celeridad con que se tramitó la Ley Corta 2 contrasta con la lentitud de los reguladores desde entonces. Una de las razones de por qué la luz al final del túnel se ve sólo a partir de mediados de 2010 es que al gobierno le tomó más de un año establecer los plazos, requisitos y condiciones para las primeras licitaciones, las que se materializaron recién a fines de octubre de 2006. Si el gobierno hubiera desarrollado estas condiciones en paralelo con la Ley Corta 2, seguramente se podría haber licitado a lo menos seis meses antes (y tal vez hubiera sido posible atraer a otras compañías a la licitación). Nuestras simulaciones indican que el costo de seis meses de costos más altos de generación es de alrededor de US\$ 164 millones¹⁹.

¹⁹ El cálculo es sencillo: durante seis meses las turbinas operando con diésel son reemplazadas por la operación en base las centrales Guacolda III y Nueva Ventanas operando con carbón.

Pero más aun. Nuestras simulaciones indican que a pesar de todo las probabilidades de déficit no son insignificantes y podrían ser bastante mayores si no se cumplen algunos de los supuestos del caso base. Por lo tanto, es muy importante que los reguladores trabajen rápido y con sentido de urgencia para montar los mecanismos necesarios para manejar eficientemente un déficit. Nuevamente, la Ley Corta 2, que introdujo la posibilidad de que los generadores les ofrezcan premios a los consumidores por reducir consumo, da la solución. Pero para que tal mecanismo se implemente, se necesita un reglamento eficaz que sigue pendiente a dos años de la aprobación de la ley. La CNE publicó una propuesta de reglamento en noviembre de 2006, pero que tal como fundamentamos en Galetovic y Muñoz (2007), seguramente sería ineficaz.

Cosa similar ocurre con otras medidas que se podrían adoptar para manejar eficientemente los déficits, tales como, por ejemplo, crear un mercado que permita usar durante una escasez la abundante generación distribuida o designar sitios con autorizaciones ya tramitadas para instalar turbinas para generar en déficit. Por último, la maraña regulatoria que retrasa y entorpece los proyectos eléctricos sigue intacta. Es de esperar que esta inacción no pase la cuenta durante los próximos tres años si la buena suerte que hemos tenido hasta ahora cambia y nos visita una sequía extrema. Porque al menos una conclusión de nuestro estudio de 2006 se mantiene: el gobierno no tiene espacio para cometer errores.

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 Interconectado Central (SIC), Santiago: CNE.
- Comisión Nacional de Energía (2007), Fijación de precios de nudo, abril, 2007, Sistema Interconectado Central (SIC), Santiago: CNE.
- Galetovic, A. y C. M. Muñoz (2007), Incentivos al ahorro de energía: Algunas sugerencias para mejorar el reglamento propuesto por la CNE, *Puntos de Referencia* N° 280, Santiago, Centro de Estudios Públicos. Versión ampliada como *Documento de Trabajo* N° 269, Santiago, Centro de Estudios Públicos.
- _____, J. R. Inostroza y C.M. Muñoz (2006), Abastecimiento eléctrico en el SIC 2006-2010, ¿qué tan probable es un déficit?, *Puntos de Referencia* N° 279, Santiago, Centro de Estudios Públicos.
- _____, 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.
- _____, J. C. Olmedo y H. Soto (2002a), ¿Qué tan probable es una crisis eléctrica?, *Estudios Públicos* 87, 175-212.
- _____, 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. M. 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 2007 (véase el Cuadro 1).

Los bloques horarios. La demanda total proyectada de energía de cada mes se ha repartido en cinco bloques horarios, según la programación del CDEC de abril 2007. 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 la 40 hidrologías. Los caudales de los ríos se transforman a energía y se obtienen *matrices de energía generable*. Éstas son de orden 40 (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 1965-66 a 2004-5 que resultan de la programación del CDEC-SIC.

La energía que aportarán las centrales que utilizan agua del resto de los embalses del SIC (Colbún, Pehuenche, Cipreses, Canutillar, Ralco, Pangué 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-SIC²⁰. La simulación de la operación se hizo partiendo con la cota del lago Laja a principios al 1 de junio de 2007, 1.337,67 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 - tasa de falla). La fuente de las tasas de falla es la fijación de precio de nudo de abril de 2007.

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 2007, ver Cuadro 2, excluyendo las turbinas Los Vilos y Cardones y la expansión de ciclo combinado de Taltal.

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 2007.

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 2007.

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 fijación de precios de nudo de abril de 2007.

²⁰ 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.