

# Racionamiento Eléctrico: Causas y Posibles Soluciones\*

JUAN SEBASTIÁN BERNSTEIN LETELIER

- La sequía es sin duda la causa más importante de la presente condición de suministro en el SIC. Las sucesivas postergaciones en la puesta en servicio de Nehuenco son la segunda causa, en orden de importancia, de la situación actual de suministro. En un tercer lugar de importancia se encuentran: la falla de Nehuenco a fines de marzo de 1999; falta de independencia del CDEC; deficiente administración de la emergencia; limitaciones del artículo 99° bis de la Ley Eléctrica.
- Respecto de las modificaciones propuestas al artículo 99° bis, la primera observación es que serán totalmente inoperantes en el corto y mediano plazo, pues no puede pretenderse que sus disposiciones rijan para los contratos establecidos entre generadoras y distribuidoras sobre la base de las disposiciones del 99° bis vigente.
- Para enfrentar la emergencia eléctrica se anunció el envío con carácter de urgencia de un proyecto de ley que incrementa las multas a las empresas generadoras y distribuidoras por fallas de suministro e incumplimiento de sus obligaciones, y que modifica el artículo 99°.
- En términos generales, concordamos en que se modifiquen los límites actuales de aplicación del artículo (sequía de 1968), pero aclarando que en caso de fuerza mayor (terremoto, guerra, etc.), las generadoras no deben incurrir en el costo de las compensaciones correspondientes. En estas circunstancias debe preverse la forma de manejo del déficit. Nuestra propuesta es que se eleve la tarifa a público -sin modificar el precio de nudo que perciben las generadoras y sin tampoco beneficiar a las distribuidoras- en el monto necesario para pagar las compensaciones ("premio al ahorro") a los consumidores que reduzcan su demanda.
- En relación a las modificaciones al régimen de multas, y concordando en que un alza sustancial de su monto y la eventual consignación de parte de ellas era necesarias, debemos señalar que los elevadísimos montos propuestos y la discrecionalidad para su aplicación pueden afectar negativamente las inversiones de las empresas, o bien pueden traducirse en una elevación de las tarifas más allá de lo razonable.
- Por otra parte, las disposiciones del proyecto del Gobierno en cuanto a dar facultades para intervenir el mercado eléctrico en caso de crisis son extremadamente negativas, pues alientan el comportamiento irresponsable de los agentes, que verán en esta intervención una posibilidad de diluir sus propias faltas o errores.

Juan Sebastián Bernstein Letelier. Socio Synex Ingenieros Consultores. Ex Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, 1984-1990.

\* Este trabajo fue originalmente presentado el 7 de mayo en un seminario realizado en el Centro de Estudios Públicos.

## 1. Introducción

El 11 de noviembre de 1998 a las 17:30 horas los chilenos que habitan entre Taltal y Chiloé se sorprendieron al verse enfrentados a una situación que no se veía desde la gran sequía de 1968<sup>1</sup>: cortes forzosos del suministro de electricidad, por períodos de hasta 2 horas diarias, durante dos semanas. El lobo había llegado, y se había hecho realidad algo que se venía anunciando a través de la tímida campaña de ahorro de energía emprendida por parte de las empresas generadoras de electricidad y del Gobierno: la sequía, y el consiguiente agotamiento de los embalses que alimentan las principales centrales hidroeléctricas del Sistema Interconectado Central (SIC), así como el atraso en la puesta en servicio de la central termoeléctrica Nehuenco, obligaban a generar electricidad con la totalidad del parque de centrales termoeléctricas del sistema; en estas condiciones la falla de cualquiera unidad generadora se podía traducir en la necesidad de racionar parte del suministro de este energético. Fue precisamente eso lo que ocurrió el 11 de noviembre: la falla repentina de la central a gas natural San Isidro, recientemente instalada por Endesa, desequilibró el precario equilibrio oferta-demanda en el SIC, y para evitar el colapso total del sistema fue necesario aplicar en forma inmediata la desconexión de consumos. El Gobierno dictó un Decreto de Racionamiento, instrumento legal que faculta a las em-

presas generadoras y distribuidoras a interrumpir el suministro, desconectar clientes e incumplir con las normas de calidad y continuidad de servicio.

El racionamiento por interrupción del servicio, que consiste básicamente en efectuar ordenadamente cortes rotativos en distintos puntos del sistema para mantener el equilibrio segundo a segundo entre generación y consumo, se efectuó en su inicio en forma caótica, por la descoordinación entre empresas generadoras y distribuidoras, y la ausencia de planes de contingencia. En los días siguientes pudo establecerse una adecuada coordinación en el esquema de cortes, y la condición de racionamiento se mantuvo hasta la reposición de la central San Isidro, el 27 de noviembre. En los meses de diciembre, enero, febrero y parte de marzo, el suministro de electricidad se efectuó normalmente, en parte gracias a la puesta en servicio aparentemente definitiva de la central Nehuenco, pero en condiciones muy precarias debido a la persistente baja en los caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas y a la ausencia de reserva en caso de falla de cualquier central termoeléctrica. Los llamados al ahorro efectuados por las autoridades y por las empresas no dieron resultado alguno en este período. Finalmente, como todos sabemos, el 31 de marzo la falla de la central Nehuenco obligó nuevamente a racionar el suministro. Esta condición aún perdura hasta la fecha y podría extenderse hasta julio, de no producirse lluvias significativas en las cuencas en que se ubican las principales centrales hidroeléctricas.

La industria eléctrica chilena, cuya estructura basada en la competitividad a nivel generación, en la descentralización y en la privatización fue pionera en el mundo y modelo para países del continente y de Europa, parece haber fallado lamentablemente. ¿Cuál es el origen de esta falla? ¿Es la sequía el

<sup>1</sup> En los meses de julio y agosto de 1989 y de 1990, que se ubican en el ciclo de 3 años secos consecutivos iniciados en 1988, se produjo una condición de falta de capacidad de generación que llevó a la dictación de decretos de racionamiento. Sin embargo, gracias a una adecuada campaña previa de ahorro de energía y a una buena coordinación por parte del Gobierno de las acciones que debían tomar las empresas generadoras y distribuidoras, no fue necesario recurrir a cortes de suministro.

principal culpable? ¿O es el atraso y posterior falla de Nehuenco? ¿Acaso el egoísmo de las empresas generadoras, que no invirtieron lo suficiente, como parece sugerirlo el discurso del Presidente Frei de abril? ¿O bien la falta de previsión y de coordinación de los organismos del Estado a cargo del sector? ¿Son las medidas propuestas por el Gobierno las adecuadas para resolver la presente situación?

El país es espectador de un gran debate sobre este tema, en que la identificación de culpables, las recriminaciones entre actores y la politización del problema han jugado un papel central. La prensa ha desarrollado un papel importante en investigar e identificar comportamientos y factores que llevaron a la presente situación, pero hay discrepancia sobre la ponderación de estos factores, incluso a nivel de especialistas. Por otra parte, la complejidad del funcionamiento de la industria eléctrica y del régimen regulatorio que lo rige ha impedido a veces identificar elementos que sí han contribuido al problema que vivimos.

En lo que sigue, trataremos de efectuar un análisis lo más objetivo posible de los elementos centrales que contribuyeron a la presente condición de racionamiento, efectuaremos un diagnóstico de la solución propuesta por el Gobierno y presentaremos una propuesta de solución alternativa que abarque la situación coyuntural de corto plazo y que permita también evitar que la presente situación se repita en el futuro. En la primera parte de este documento revisaremos brevemente los elementos básicos de organización y funcionamiento de la industria eléctrica, y sus regulaciones claves. En la segunda parte daremos nuestra visión acerca de los factores que contribuyeron a la presente situación. En la tercera parte analizaremos las iniciativas del Gobierno, que pasan por el despacho en carácter

de urgente de un proyecto de ley, y delinearemos nuestra propia propuesta de solución al problema.

## 2. El mercado de electricidad y el marco regulatorio vigente

En la primera mitad de los años ochenta, siguiendo los lineamientos del Gobierno en cuanto a descentralizar, regionalizar, sustituir regulación por mercado y crear condiciones para atraer participación privada en las actividades económicas, la industria eléctrica chilena fue totalmente reestructurada: A través de la nueva Ley de Electricidad<sup>2</sup> las actividades de generación, transmisión y distribución fueron tratadas como industrias distintas, con diversos grados de regulación, y las empresas estatales de electricidad fueron segmentadas horizontal y verticalmente.

Es así como en generación se establece un mercado libre y competitivo, con plena libertad para instalar centrales y contratar suministro con grandes consumidores y empresas distribuidoras. Los precios y la calidad de servicio son libremente acordados entre los generadores y los grandes consumidores, que se definen como aquellos cuya potencia supera 2000 kW<sup>3</sup>. Ellos representan cerca del 40% del mercado eléctrico. Los precios de venta de generación a distribución, denominados "precios de nudo" son semilibres, pues son regulados cada 6 meses por la Comisión Nacional de Energía como el promedio de los precios spot esperados para los si-

<sup>2</sup> La Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 1 de Minería, de 1982), fue dictada con este propósito, y modificó el anterior marco regulatorio establecido en el DFL N° 4 de 1959.

<sup>3</sup> 2000 kW corresponden aproximadamente al consumo de un centro comercial de mediano tamaño. Una casa promedio tiene una potencia instalada de 3 a 5 kW.

guintes 48 meses, debiendo ajustarse el resultado de modo que no difieran en más de 10% del promedio de precios libres que prevalece en el mercado de los grandes consumidores. En transmisión se establece la obligación de dar acceso a cualquier generador que quisiera usar las líneas para acceder al mercado, con pago de peajes cuya metodología de cálculo fue establecida en la ley. Finalmente en distribución se establece la obligación de contratar el suministro con empresas generadoras, y la obligatoriedad de servicio a cualquier consumidor instalado en el área de concesión, con precios libres para los grandes consumidores de más de 2000 kW, y precios regulados para los pequeños consumidores<sup>4</sup>.

Endesa y Chilectra, empresas estatales que estaban integradas verticalmente hasta principios de los años ochenta, fueron segmentadas horizontalmente y verticalmente. A fines de 1999 habrá en el SIC un total de 3 empresas generadoras de gran tamaño, 3 generadoras de tamaño medio, y una media docena de generadoras pequeñas<sup>5</sup>, 3 empresas transmisoras y unas 30 empresas distribuidoras de muy diverso tamaño.

El mercado Eléctrico mayorista opera del siguiente modo:

1. Un administrador del mercado, denominado Centro de Despacho Económico de Carga

<sup>4</sup> La tarifa se establece como la suma del "precio de nudo" al cual la distribuidora adquiere la electricidad (el cual incluye los costos de transmisión) y del Valor Agregado de Distribución (VAD), que se calcula cada 4 años y que representa el costo de capital y de operación de una red "modelo" (eficiente) de distribución.

<sup>5</sup> Las 3 grandes empresas generadoras son Endesa (con sus filiales Pehuenche, Pangue y San Isidro), Gener (con sus filiales Guacolda, Eléctrica de Santiago y Energía Verde), y Colbún. Las 3 generadoras medianas son Hidroeléctrica Guarda Vieja, Ibener y Petropower, en tanto que las generadoras pequeñas son Pullinque, Pilmaiquén, Florida, más algunas centrales de muy pequeño tamaño.

-CDEC- establece cada día la operación de cada central del sistema para cada una de las siguientes 24 horas del día siguiente, de modo de minimizar el costo total de operación del sistema eléctrico. La minimización del costo de operación es efectuado por el CDEC mediante modelos matemáticos que permiten determinar en cada instante el trade-off óptimo entre generación termoeléctrica y generación de los embalses hidroeléctricos. En todos los casos se despacha en primer lugar a las centrales hidroeléctricas "de pasada"<sup>6</sup> y a las centrales termoeléctricas por orden creciente de sus costos variables. Los modelos de optimización del CDEC consideran un horizonte de varios meses, y la probabilidad de ocurrencia de las diversas condiciones hidrológicas que pueden darse en el futuro<sup>7</sup>.

2. El CDEC determina para cada hora el costo marginal del sistema, que corresponde al costo variable de la última unidad termoeléctrica despachada o bien al "valor del agua" del embalse hidroeléctrico que es marginal en esa hora<sup>8</sup>. Cuando el sistema está en condición de no abastecer la totalidad de la demanda (condición de racionamiento), el costo marginal del sistema pasa a ser igual al "costo de falla", que representa la disposición a pagar de los consumidores frente a la alternativa de enfrentar racionamientos pre-

<sup>6</sup> Se trata de las centrales sin capacidad de embalse, en las que el caudal afluente debe ser generado para no perderlo.

<sup>7</sup> Con este objeto se usa una estadística de 40 años de caudales afluentes a las centrales existentes del sistema.

<sup>8</sup> El "valor del agua" representa el valor presente esperado (considerando las diversas condiciones hidrológicas que pueden ocurrir) del precio de la energía que marginalmente sustituye en el futuro, que corresponde a generación termoeléctrica o costo de falla del sistema.

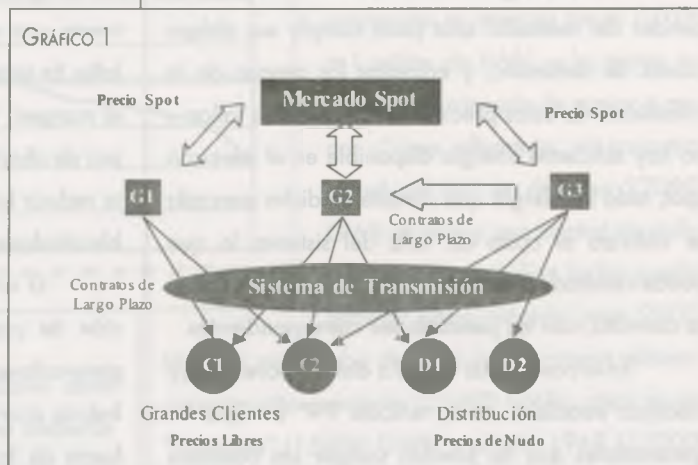
vistos<sup>9</sup>. El costo marginal constituye el precio spot horario del sistema, que es altamente volátil.

3. El precio spot se aplica a las transacciones puntuales entre generadores, vale decir, las ventas de energía no sujetas a contrato previo entre ellos. Estas transacciones derivan de que en cada hora la producción de un generador, dispuesta por el CDEC, no coincide con la demanda de sus contratos de largo plazo suscritos con distribuidores y grandes consumidores. El excedente de generación respecto del contrato constituye una venta al mercado spot, en tanto que una menor generación que el contrato corresponde a una compra al mercado spot.

Conviene destacar que cuando el CDEC le pide a un generador producir más que su contrato, no lo está afectando, pues esa mayor generación deriva de que el precio spot del sistema es mayor o igual que el costo variable del generador; asimismo, cuando el CDEC le pide generar menos que su contrato, no lo afecta, pues ello ocurre cuando el precio spot es menor que su costo variable de generación.

El Gráfico 1 presenta un esquema de funcionamiento del mercado eléctrico.

GRÁFICO 1



Conviene destacar el rol de los precios spot en la determinación de precios libres: estos últimos tienden al promedio de los precios spot (costos marginales de corto plazo) en situación de equilibrio. En efecto, los precios de contrato no pueden ser sistemáticamente distintos de los precios spot de equilibrio, pues se producirían arbitrajes que restablecerían el equilibrio.

En el modelo eléctrico chileno, cada gran consumidor o distribuidor tiene identificados al o a

los generadores que son sus suministradores (contratos de largo plazo, a precio pactado o precio de nudo); cada generador tiene la obligación de cumplir sus contratos de suministro con generación propia, de respaldo y con compras spot. Cuando ocurre en el sistema una situación de déficit (la generación máxima no cubre la totalidad de la demanda), el CDEC puede inmediatamente identificar a los generadores "deficitarios", que son aquellos cuya generación más las compras contratadas a otros generadores más las compras de energía disponible en el mercado spot, no alcanza a cubrir sus contratos.

Es a través de las señales de precios de los contratos y del mercado spot, así como de las pena-

<sup>9</sup> Los racionamientos "previstos", por ejemplo por sequía, pueden enfrentarse con un costo menor que las fallas imprevistas. El costo de falla usado por los modelos del CDEC responde a esas condiciones "previstas" y es parecido al costo de instalar y operar un grupo electrógeno de emergencia (del orden de 15,0 centavos de dólar por kWh, comparado con precios normales de contrato de 3,5 centavos de dólar por kWh).

lidades por incumplimiento de contrato que el sistema eléctrico se expande: un generador invierte en la medida que los precios en el mercado de contratos cubren sus costos medios de desarrollo, en un ambiente de competencia. Si esos precios no son atractivos, se diferencian las inversiones, lo que tiende a elevar los precios spot (equilibrio oferta-demanda de corto plazo) y consecuentemente los precios en el mercado de contratos. Por otra parte, si el generador que tiene contratos no invierte lo suficiente o bien si su tecnología es de alto costo, deberá depender del mercado spot para cumplir sus obligaciones de suministro, y enfrentar los riesgos de la volatilidad de estos precios. Si sus unidades fallan y no hay suficiente energía disponible en el mercado spot, toda la energía que compre en dicho mercado se valoriza al costo de falla del sistema, lo que puede resultarle muy caro, y además debe fallar en su contrato, con las penalidades correspondientes.

En el caso de las ventas a distribuidores, la Ley Eléctrica establece en su artículo 99° bis que los generadores que no puedan cumplir sus contratos por causa de sequía o falla prolongada de sus unidades termoeléctricas, deberán pagarle una compensación<sup>10</sup> por cada kWh de energía no suministrada, igual al costo de falla del sistema. Esta compensación debe ser traspasada integralmente por el distribuidor a los clientes a precio regulado a quienes debe racionar. Se genera así una compensación al usuario final que constituye un fuerte incentivo para el ahorro (la compensación es del orden de 15,0 US centavos

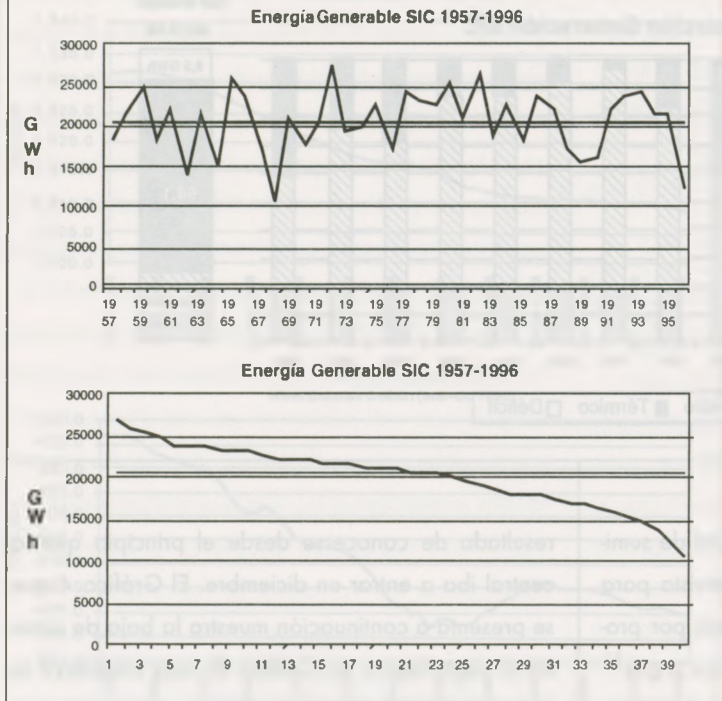
por kWh contra tarifas a público que varían entre 6,0 y 9,0 US centavos por kWh). Gracias a esta compensación el consumidor de tamaño medio tiene incentivos para operar sus grupos generadores de emergencia, cuyo costo variable es inferior al valor de la compensación, en tanto que los pequeños usuarios ven premiados sus esfuerzos de ahorro. Por otra parte, los generadores deficitarios, frente a la alternativa de pagar compensaciones a costo de falla, se ven incentivados a comprar en el "mercado informal" de autoprodutores energía a precios que normalmente son algo inferiores al mencionado costo de falla. En síntesis, se introduce una señal de precio "en el margen" que puede ser interpretado como "compra de ahorro" por parte del generador y que permite reducir la demanda e incrementar la oferta, estableciéndose un nuevo equilibrio.

El artículo 99° bis establece que la obligación de pagar compensaciones por parte de los generadores deficitarios queda limitada al déficit que habría ocurrido con los caudales de la sequía más fuerte de la estadística usada en la determinación de precios de nudo, que corresponde a la sequía de 1968. De acuerdo a regresiones efectuadas, esta sequía tiene una probabilidad de ocurrencia del orden de 1 en 100 años, situación que al momento de dictarse la ley, parecía suficientemente exigente. Esta condición puede hasta cierto punto considerarse como un "deducible" de las compensaciones a pagar. Adicionalmente, el artículo 99° bis señala que en un segundo año de sequía, las compensaciones quedan limitadas a las compensaciones que se hubieran pagado el año anterior.

Se aprecia que de acuerdo al ordenamiento vigente, son los distribuidores que tienen contrato con generadores deficitarios los que deben reducir su consumo y administrar las compensaciones co-

<sup>10</sup> Puede demostrarse que el cálculo de los precios de nudo incluye una componente de "seguro" para los distribuidores, de tal modo que cuando se produce una condición de déficit que las afecte, se les debe pagar la prima correspondiente por cada kWh no suministrado. La compensación a pagar es igual costo de falla del sistema (del orden de 15,0 centavos de dólar por kWh, comparado con precios de nudo de 3,5 centavos de dólar por kWh).

GRÁFICO 2



respondientes. En principio los distribuidores abastecidos por generadores no deficitarios no debieran forzar a sus clientes a una reducción de consumo. En la práctica, debido a que no resulta aceptable efectuar racionamientos de gran magnitud sólo a algunos distribuidores y ninguna reducción a otros, se admite que los distribuidores abastecidos por generadores no deficitarios colaboren al esfuerzo de reducción de consumo, pagándole compensación a sus clientes con el dinero que recibe de la distribuidora deficitaria que debió haber soportado una mayor reducción de suministro.

### 3. Las causas del racionamiento actual

La sequía es sin duda la causa más importante de la presente condición de suministro en el SIC.

De acuerdo a cálculos efectuados, el año hidrológico abril 1999 - marzo 1999 es más seco que el año 1968, en término de caudales afluentes a las centrales existentes del SIC. Como se dijo, esta condición tiene una probabilidad del orden de 1 en 100 años.

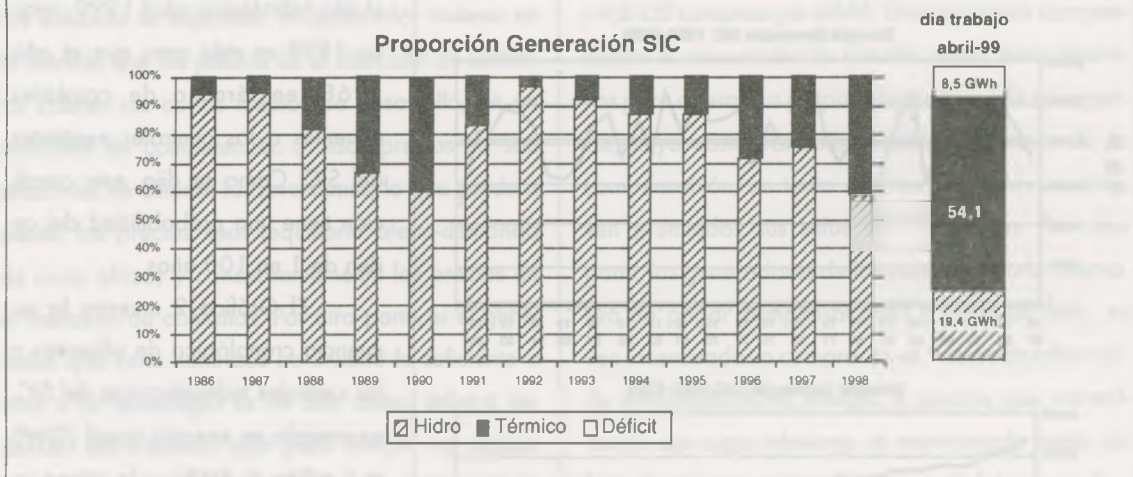
El Gráfico 2 muestra la secuencia cronológica de afluentes a las centrales hidroeléctricas del SIC, expresada en energía anual (GWh = 1 millón de kWh), y la misma información ordenada de mayor a menor. Como referencia, el consumo actual del SIC es de unos 27000 GWh al año, y una central de ciclo combinado como San Isidro puede generar como máximo unos 2600

GWh al año. Cabe destacar la importante diferencia entre año promedio (21000 GWh), años secos "normales" (15000 GWh) y el año 1968 (11000 GWh). El año 1998 tiene una energía algo inferior a 10000 GWh. La información disponible del CDEC indica que si se hubiera tenido afluentes iguales a los de 1968, no se habría producido los racionamientos actuales, aún con la falla de Nehuenco.

Para graficar la condición de bajísima generación de las centrales hidroeléctricas debido a la sequía y bajo nivel de los embalses, se presenta la situación de abastecimiento a abril de 1999. Se aprecia el muy bajo porcentaje de generación hidroeléctrica, en comparación con promedios anuales en años anteriores. La energía racionada figura en la parte superior del Gráfico 3.

Las sucesivas postergaciones en la puesta en servicio de Nehuenco son la segunda causa, en or-

GRÁFICO 3



den de importancia, de la situación actual de suministro. En efecto, esta central estaba prevista para entrar en servicio en abril de 1998, pero por problemas técnicos (la componente de turbina a gas<sup>11</sup> ha sido recientemente desarrollada por Siemens), Colbún la fue postergando mes a mes, en forma sucesiva, hasta su entrada definitiva a plena capacidad en diciembre de ese año. Estas postergaciones llevaron a que desde febrero hasta junio 1998 el CDEC decidiera, correctamente en función de la información de cada momento<sup>12</sup>, usar una mayor cantidad de energía de los embalses que la que habría

<sup>11</sup> Una central de ciclo combinado como Nehuenco consta de una turbina a gas de ciclo simple, una caldera que recupera el calor en el escape de la turbina, y una turbina a vapor convencional que aprovecha el vapor generado en la caldera. El rendimiento de las centrales de ciclo combinado es por consiguiente, muy elevado (55% contra 40% en una central a vapor convencional y 33% en una turbina a gas de ciclo simple).

<sup>12</sup> Los modelos de optimización de la operación del sistema que usa el CDEC optaban por desembalsar agua y limitar la generación con centrales térmicas de alto costo ante la inminente entrada de una central eficiente y de gran tamaño como Nehuenco. Tal situación se dio hasta junio de 1998, en que la sequía manifestada llevó a que los modelos del CDEC indicaran la conveniencia de generación de todas las centrales térmicas del SIC.

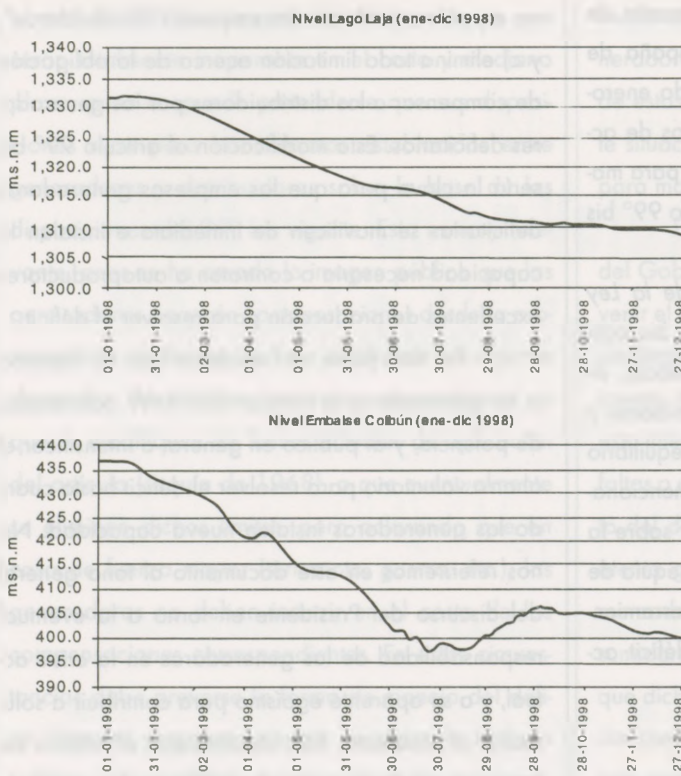
resultado de conocerse desde el principio que la central iba a entrar en diciembre. El Gráfico 4 que se presenta a continuación muestra la baja de cotas en el Lago Laja y en Colbún. El Laja constituye la principal reserva energética del SIC. Cabe observar que la cota inicial a enero 1998 no era muy alta (1332 metros), lo que se explica porque en 1998 se contaría en principio con la plena generación de las centrales a ciclo combinado Nueva Renca (370 MW), Nehuenco (370 MW, a partir de marzo) y San Isidro (370 MW, a partir de octubre).

Debe destacarse que a Colbún no le convenía esta seguidilla de postergaciones, pues debía comprar en el mercado spot energía bastante más cara que su propio costo variable de generación con Nehuenco. De hecho, aparece registrada generación de Nehuenco en pequeñas magnitudes en todos los meses desde marzo hasta noviembre 1998. Lo limitado de estas producciones son un índice de las dificultades para lograr un funcionamiento adecuado de la turbina a gas de Nehuenco.

Endesa, muy afectada por la baja de caudales debido a la sequía y el bajo nivel de reservas en los embalses, estaba quedando en condición de de-



GRÁFICO 4



ficitaria respecto de sus contratos, y tomó la decisión en los últimos meses de 1998 de instalar urgentemente 585 MW en turbinas a gas, para limitar el racionamiento que se produciría en el sistema a partir de marzo ante la falla de cualquier central termoeléctrica. Esta potencia está actualmente disponible en el sistema, y está sustituyendo parte de la potencia perdida en las centrales de embalse que carecen de reserva. Recientemente, Endesa ha anunciado la instalación de otros 300 MW, que coadyuvarán a la solución del problema.

- *La falla de Nehuenco a fines de marzo de 1999* es la tercera causa de la presente situación de racionamiento. Se trata de una condición de doble contingencia sequía-falla de una gran central. Calificamos esta situación en tercer lugar, ya que si

bien gatilló el racionamiento que vivimos, normalmente el sistema debería contar con reservas para funcionar con una central en falla.

- *Falta de independencia del CDEC y deficiente administración de la emergencia:* El CDEC es administrado directamente por representantes de las propias empresas generadoras, lo que ha incrementado en los últimos dos años en forma notable la cantidad de disputas entre las generadoras. Ello ha dificultado la toma de acuerdos claves para atacar eficientemente problemas coyunturales como el efecto de la sequía y el atraso de Nehuenco, y ha llevado a que no exista acuerdo sobre el valor de los costos marginales del sistema desde julio 1998 así como al no pago de obligaciones en el mercado spot. Si bien los problemas señalados no han tenido un efecto

de gran importancia en la magnitud del racionamiento que enfrentamos, han contribuido de alguna forma a que este haya sido mayor que lo necesario<sup>13</sup>, y han contribuido también a la descoordinación con las autoridades y con las distribuidoras frente a la necesidad de racionar. Por su parte las autoridades de Gobierno fueron lentas para reaccionar frente a la emergencia, particularmente en lo

<sup>13</sup> Un CDEC independiente habría probablemente adoptado medidas más conservadoras frente a los sucesivos atrasos de Nehuenco y al uso de las reservas obtenidas por Endesa del Ministerio de Obras Públicas, una fracción de las cuales se estima pudo haberse guardado como reserva de largo plazo y no haberse consumido en julio y agosto de 1998. Se podría eventualmente haberse eliminado las señales contradictorias que las generadoras enviaron a las autoridades respecto de la conveniencia de dictar en septiembre 1998 un decreto de racionamiento, lo que habría permitido mantener un mayor nivel de reservas en los embalses durante los meses posteriores.

referente a la propuesta de la CNE de dictar a principios de septiembre de 1998 un decreto de racionamiento, efectuar una efectiva campaña de ahorro de energía, sostenerla en el período enero-marzo 1999, analizar con calma los cursos de acción y formular a tiempo iniciativas legales para manejar la situación contemplada en el artículo 99° bis de excedencia de la sequía de 1968.

- *Limitaciones del artículo 99° bis de la Ley Eléctrica:* como se explicó, el artículo 99° bis contempla medidas eficientes para manejar déficits, introduciendo señales económicas a consumidores y productores que permiten restablecer el equilibrio oferta-demanda. Sin embargo, el artículo mencionado no contempla herramientas para actuar sobre la demanda y la oferta cuando se supera la sequía de 1968, que es lo que ocurre ahora. Estas herramientas, muy necesarias para administrar el déficit actual, se esbozan más adelante.

#### 4. Las medidas anunciadas por el Gobierno y una propuesta alternativa

En su discurso a la Nación para señalar la forma en que el Gobierno enfrentaría la emergencia, el Presidente Frei anunció el envío con carácter de urgencia de un proyecto de ley que incrementa las multas a las empresas generadoras y distribuidoras por fallas de suministro e incumplimiento de sus obligaciones, y que modifica el artículo 99° bis en el siguiente sentido: a) faculta "a disponer las medidas que la autoridad estime conducentes y necesarias para administrar y superar el déficit, ..., disponer el aumento de capacidad en el respectivo sistema y a aminorar los costos económicos que dicho déficit puede ocasionar al país", b) determina que "el déficit registrado en el sistema deberá distribuir-

se proporcionalmente y sin discriminación de ninguna especie entre todas las empresas distribuidoras", y c) elimina toda limitación acerca de la obligación de compensar a los distribuidores por los generadores deficitarios. Esta modificación al artículo 99° bis sería la clave para que las empresas generadoras deficitarias se movilicen de inmediato e instalen la capacidad necesaria o contraten a autoprodutores excedentes de producción para resolver el déficit.

Por otra parte, el Presidente hizo un llamado a las generadoras a instalar 500 MW adicionales de potencia, y al público en general a intensificar el ahorro voluntario para resolver el déficit hasta cuando las generadoras instalen nueva capacidad. No nos referiremos en este documento al tono general del discurso del Presidente en torno a la eventual responsabilidad de las generadoras en la crisis actual, y a su aparente egoísmo para contribuir a solucionar el problema. Sólo diremos que el análisis de las causas de la situación de déficit que hemos desarrollado más arriba nos hace discrepar de esta visión del Ejecutivo.

En relación a las modificaciones al régimen de multas, y concordando en que un alza sustancial de su monto y la eventual consignación de parte de ellas era necesarias, dado el bajísimo monto de las multas existentes y las apelaciones de las empresas que las hacían irrelevantes, debemos señalar que los elevadísimos montos propuestos y la discrecionalidad para su aplicación sugiere un análisis en profundidad del proyecto. En caso contrario, se podrá afectar negativamente la actitud de las empresas para seguir invirtiendo, o bien se terminará elevando las tarifas más allá de lo conveniente, ya sea para reconocer el costo esperado de las multas que inevitablemente se pagarán, o bien para reconocer el exceso de inversión requerido para evitarlas.

Respecto de las modificaciones propuestas al artículo 99° bis, la primera observación es que serán totalmente inoperante en el corto y mediano plazo, pues no puede pretenderse que sus disposiciones rijan para los contratos establecidos entre generadoras y distribuidoras sobre la base de las disposiciones del 99° bis vigente. Esto es muy relevante, pues se ha creado la imagen pública que las generadoras pagarán compensaciones desde la promulgación de la ley, lo que justificaría su urgente despacho. En términos generales, concordamos en que se modifiquen los límites actuales de aplicación del artículo (sequía de 1968), o que eventualmente se eliminen dichos límites, pero aclarando que en caso de fuerza mayor (terremoto, guerra, etc.), las generadoras no deben incurrir en el costo de las compensaciones correspondientes. En estas circunstancias debe preverse la forma de manejo del déficit. Nuestra propuesta es que se eleve la tarifa a público -sin modificar el precio de nudo que perciben las generadoras y sin tampoco beneficiar a las distribuidoras- en el monto necesario para pagar las compensaciones ("premio al ahorro") a los consumidores que reduzcan su demanda. Una propuesta alternativa es que se establezca un sobreprecio a los kWh consumidos por cada cliente en exceso por sobre la fracción de energía disponible en el sistema (por ejemplo, 85% del consumo promedio de los últimos meses), y un premio equivalente por cada kWh reducido respecto de dicho límite. Los recursos

correspondientes serían administrados por las distribuidoras, sin beneficio para ellas, y sin que las generadoras reciban recursos adicionales. Cualquiera de estas disposiciones debería regir para la presente situación, de modo de contar con un instrumento para manejar la crisis en caso que ella persista.

Por otra parte, las disposiciones del proyecto del Gobierno en cuanto a dar facultades para intervenir el mercado eléctrico en caso de crisis son extremadamente negativas, pues alientan el comportamiento irresponsable de los agentes, que verán en esta intervención una posibilidad de diluir sus propias faltas o errores. Lo mismo respecto del emparejamiento del déficit para todas las generadoras, pues ello atenta gravemente contra el funcionamiento de un mercado eléctrico en que los precios a grandes consumidores son negociados en forma bilateral, y en que dichos precios incorporan las calidades de servicio que las partes se comprometen a dar y recibir. En este sentido, el eventual emparejamiento de déficit debería limitarse a los distribuidores, haciendo que el distribuidor deficitario le pague a los distribuidores no deficitarios las compensaciones que reciba de su generador deficitario. Debería asimismo incorporarse alguna penalidad adicional al distribuidor deficitario que "transmite" su déficit a los demás, pues ello irroga un costo a los distribuidores no deficitarios, que hicieron el esfuerzo de contratar su consumo con generadores de menor riesgo de falla. **PR**