

RÉGIMEN DE COMPENSACIONES EN LA LEGISLACIÓN ELÉCTRICA

JUAN CARLOS OLMEDO H. - JUAN J. CHÁVEZ DE LA F.
AESGener S.A.

PAULINNE CHIFFELLE H.
Estudio Toledo & Giovanazzi

Durante los años 1998 y 1999 se presentó una situación de abastecimiento crítica en el Sistema Interconectado Central, debido a la sequía imperante en aquellos años. Esta situación llevó a algunos observadores del sector a cuestionar la efectividad del marco regulatorio del sector eléctrico para superar episodios de déficit de suministro eléctrico.

En ese clima de cuestionamiento de la regulación, se efectuaron modificaciones a la Ley Eléctrica (DFL N° 1/82) y a la Ley que norma las actividades de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Ley N° 18.410), mediante la Ley N° 19.613 del 8 de junio de 1999. Dentro de dichas modificaciones, se incluyeron cambios a la forma de administrar los déficit de suministro en condiciones de racionamiento y se establecieron penalidades por interrupción de suministro en casos en que no hay vigente un decreto de racionamiento.

En este trabajo se revisa la normativa vigente para el sector eléctrico para el régimen de compensaciones desde un punto de vista de los incentivos a los agentes del mercado y la efectividad práctica de las normas. En particular se revisan los artículos 99bis del DFL N° 1 y 16 b de la Ley N° 18.410.

Como resultado del análisis, se proponen algunas mejoras a la normativa actual de forma de hacerla más efectiva en su aplicación y como herramienta para atenuar o evitar situaciones de déficit de abastecimiento eléctrico.

1. MERCADO ELÉCTRICO: PROCESOS Y REGULACIONES

El negocio eléctrico en Chile esta organizado en dos grandes subsectores: generación-transmisión y distribución. La generación-transmisión se refiere a la producción y su transmisión y venta de energía a grandes centros de consumo (más de 2 MW), y la distribución se refiere al transporte de la electricidad desde los grandes centros de consumo y entrega a los consumidores industriales y residenciales.

La figura N° 1 muestra la organización del negocio eléctrico en Chile, en la cual se pueden identificar las relaciones comerciales que pueden surgir entre los distintos entes participantes. Es conveniente señalar que la operación de las centrales generadoras es coordinada por el CDEC.

En este sector se pueden distinguir cuatro tipos de mercados:

Mercado de los productores: Es aquel en que se transan energías entre las entidades generadoras, desde los productores excedentarios a los deficitarios respecto de sus compromisos contractuales. Este mercado se aproxima a un mercado de competencia, y la coordinación de la operación es realizada por el CDEC, entidad que determina estas transferencias, las que son valorizadas al costo marginal de corto plazo.

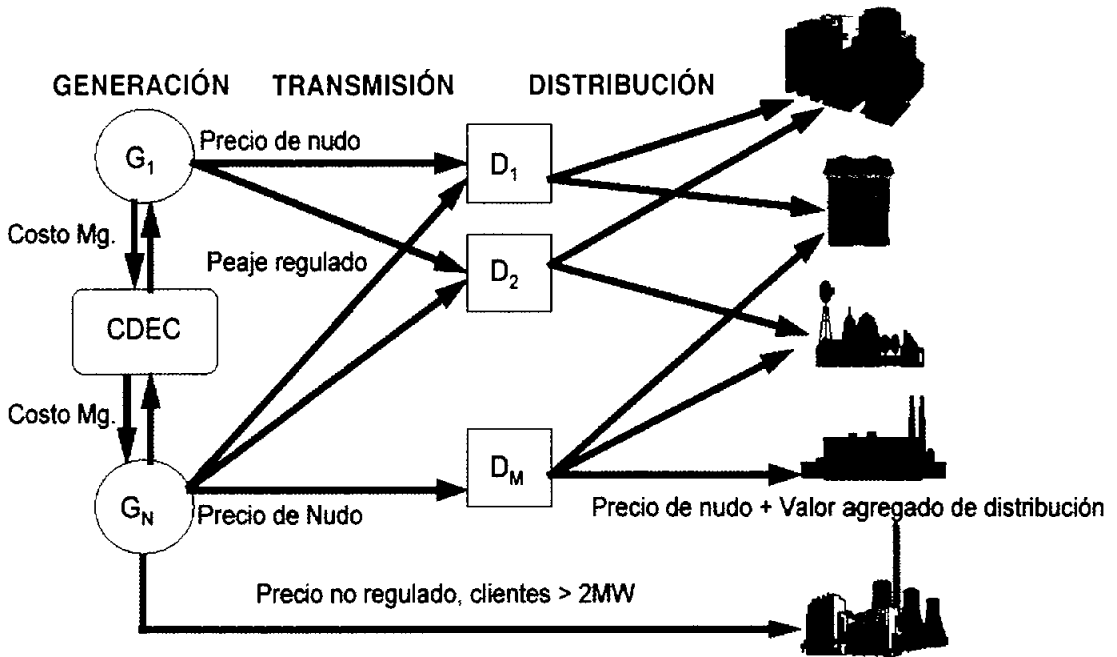
Mercado libre: Está constituido por aquellos consumidores cuya potencia conectada al sistema supera los 2.000 kW, y que habitualmente corresponden a consumos de tipo industrial y/o minero. En este mercado, los consumidores pueden negociar los precios de su suministro eléctrico libremente con las empresas generadoras y/o distribuidoras.

Mercado regulado: Este mercado está constituido por los consumidores cuya potencia conectada sea inferior o igual a 2.000 kW y que estén ubicados en el área de concesión de una empresa de servicio público de distribución. Estos consumidores (clientes residenciales, comerciales y pequeña y mediana industria), presentan características de competencia tales que se regulan los precios y los estándares de calidad del suministro.

Mercado del transporte: Si una empresa utiliza sistemas de transmisión de terceros, debe pagar al propietario del sistema de transmisión un peaje, el que se diferencia de acuerdo a la naturaleza de la transacción que se efectúa y se denomina peaje básico o adicional. Dado que la transmisión presenta economías de escala, los peajes son semi-regulados en su estructura tarifaria.

Figura N° 1

COMPOSICIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO



Las regulaciones del sector eléctrico en Chile a nivel de generación-transmisión están orientadas a lograr la eficiencia económica. Para ello se define una tarificación basada en los costos marginales de la energía y potencia, lo que corresponde a la señal económica de mínimo costo social. Los costos marginales de energía corresponden al costo de suministrar una unidad adicional de energía en un período dado. En términos simples, se puede definir como el costo variable de producción de la unidad generadora más cara en servicio para el nivel de demanda que se está abasteciendo. Esto permite que se tomen descentralizadamente decisiones de operación que tienden a un óptimo global.

COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN

Según la legislación eléctrica chilena, la coordinación de la operación en los sistemas eléctricos se hacen a través de los Centros de despacho Económico de Carga o CDEC, que deben constituirse en cada sistema toda vez que existan dos o más generadores, obligación contenida en la Ley Eléctrica (DFL N°1/82) y regulada por

el Reglamento de Ley General de Servicios Eléctricos (DS N° 327/97).

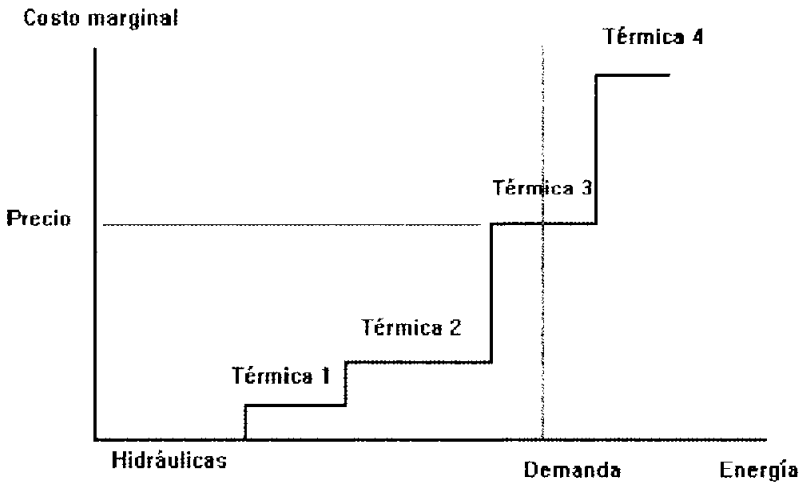
Los objetivos básicos de los CDEC son esencialmente tres: preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico, garantizar la operación a mínimo costo para el conjunto de las instalaciones del sistema y garantizar el derecho de servidumbre sobre líneas de transporte de terceros.

En la práctica, a fin de cumplir con los objetivos anteriores, el CDEC realiza labores de planificación de la operación de corto plazo del sistema eléctrico, el cálculo de los costos marginales de energía eléctrica que se derivan de la planificación de la operación y se utilizan para valorizar las transferencias de energía.

La figura N° 2 muestra en forma simplificada la forma en que se determina la operación del sistema eléctrico para abastecer la demanda y el precio correspondiente. La línea escalonada corresponde a la oferta de generación ordenada según costo de producción variable creciente, la línea recta representa el nivel de demanda a abastecer, siendo el punto de intersección el punto de operación óptima.

Figura N° 2

COSTO MARGINAL Y OPERACIÓN ÓPTIMA



TARIFAS REGULADAS Y LIBRES

Como se indicó previamente, en Chile se encuentran sometidos a regulación de precios los suministros provistos a empresas eléctricas distribuidoras y a aquellos clientes con una demanda inferior a 2 MW. Esta regulación de precios se hace efectiva a través de la fijación de "precios de nudo" de energía y potencia por parte del Ministerio de Economía, valores que corresponden a los precios máximos que se pueden cobrar a los suministros señalados anteriormente.

Los precios de nudo se determinan y fijan semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año, y se definen, fórmulas de indexación en función de la variación de los principales parámetros que los afectan (precios de combustibles, niveles de embalses, costos de equipos, etc). Estas fórmulas operan entre dos fijaciones cada vez que se produce una variación superior o igual a un 10% en el precio de la energía o potencia.

Los precios libres son accedidos por aquellos consumidores que tienen demandas superiores a 2 MW. La política de precios libres se fundamenta en que la existencia de varias empresas de generación hace posible la competencia entre ellas para abastecer a grandes clientes. Esto se ve facilitado por la existencia de normas que garantizan el uso de sistemas de transmisión de terceros. Por otra parte, se supone que los grandes consumidores tienen consumos de tamaño suficiente como para desarrollar sus propios proyectos de generación (plantas de celulosa, empresas mineras u otros), lo cual provee alter-

nativas de suministro adicionales y por tanto una buena capacidad de negociación.

Es importante señalar que los precios libres determinan niveles de referencia para la fijación de los precios de nudo, de forma tal que los precios de nudo no pueden diferir en más de un 10% de los precios libres.

2. RIESGO HIDROLÓGICO DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL: EL ORIGEN DEL 99BIS

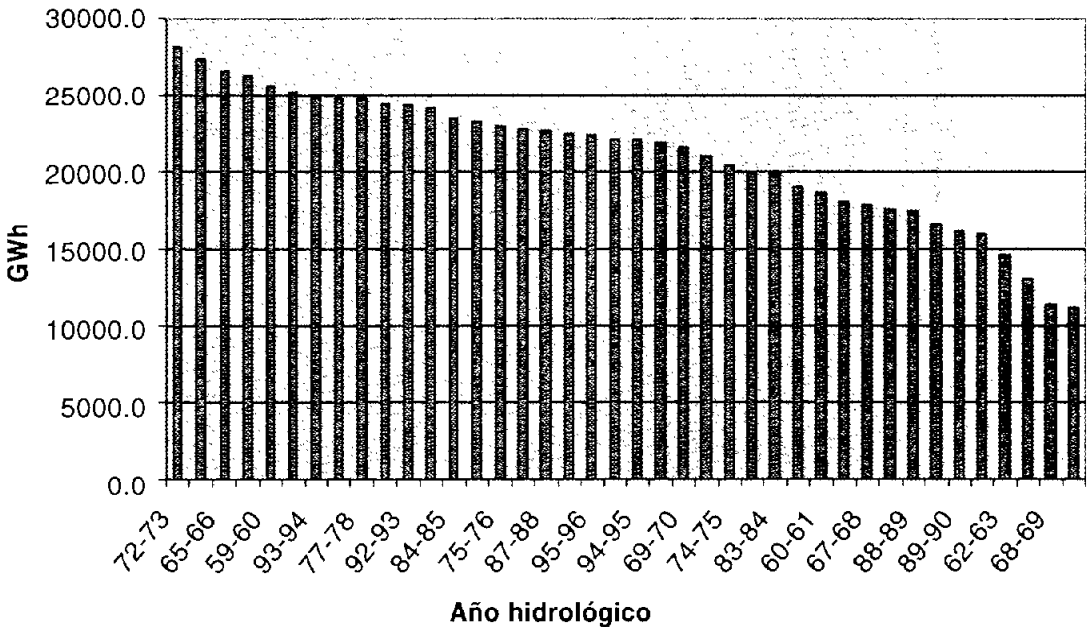
El artículo 99bis fue incorporado en la Ley Eléctrica el año 1990 ante la falta de normas que regularan las situaciones de racionamiento de suministro eléctrico, debido a la sequía que se había presentado el año 1989 que hacía previsible la posibilidad de déficit de suministro el año 1990 en el Sistema Interconectado Central.

Efectivamente, la variable hidrológica en el SIC es muy relevante a efectos de cuantificar la oferta de generación disponible para abastecer la demanda. Para ilustrar la variabilidad hidrológica, si se utiliza la muestra estadística de 40 años (59-60 a 98-99) se observa que el aporte hidráulico para un año húmedo alcanza a 28.000 GWh y para un año seco puede llegar a 11.000 GWh, esto es, un 39% de lo que se produce en un año húmedo. Si se comparan estas cifras de aporte hidráulico con el consumo del año 2001, que alcanzó a aproximadamente 30.000 GWh, en un año húmedo se podría abastecer prácticamente el 92% del consumo, cifra que se reduce a un 35% en un año seco.

Figura N° 3

DISTRIBUCIÓN DE LA DISPONIBILIDAD ENERGÍA HIDRÁULICA DEL SIC

Energía hidráulica afluyente al SIC



Esta naturaleza aleatoria aportada por la variabilidad de los aportes de las centrales hidráulicas, implica que los costos marginales de la energía variarán en forma inversa a la variación de los aportes hidráulicos, alcanzando el valor del costo de falla cuando la disponibilidad de energía sea inferior a la demanda, y por tanto el consumo deba ser restringido o racionado.

Así, los generadores que suscriban contratos de suministro eléctrico, por ejemplo, con una empresa distribuidora a precio de nudo, están expuestos a un riesgo de precio. Este riesgo corresponde a la ocurrencia de hidrológicas secas, en que el costo marginal se incrementará por sobre el precio de nudo, produciéndose una pérdida por el suministro en esas condiciones, a menos que dispongan de energía firme adecuada y suficiente para controlar los efectos de este riesgo.

La figura N° 4 muestra los costos marginales trimestrales por secuencia hidrológica para el año 2003-2004, obtenidos con las bases del precio de nudo de abril de 2002, donde en aproximadamente el 15% de los casos el costo marginal será superior al precio de nudo. Sin embargo, una fracción pequeña de los casos y

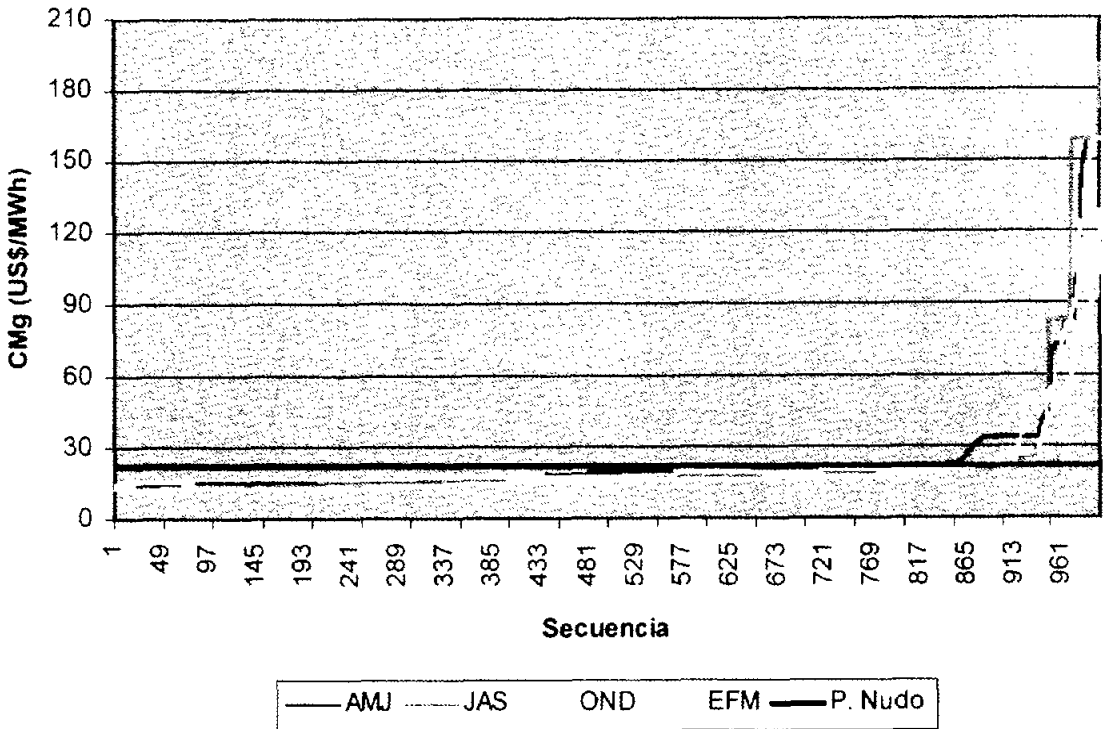
solo en algunos trimestres existirá déficit de suministro.

La existencia de este riesgo de precios, la variabilidad de los aportes de los generadores hidráulicos y la posibilidad de déficit de suministro son los incentivos para que los generadores se contraten en niveles adecuados de riesgo, que acorde a los niveles de precios lleven al sistema eléctrico a tener niveles de riesgo de abastecimiento adecuados.

Así surge la pregunta respecto de qué hacer en situaciones de déficit. Naturalmente, quien tenga el contrato de suministro a precio de nudo, en los eventos en que el costo marginal supere el precio de nudo, tendería a eliminar o reducir dichas ventas, dado que percibe una potencial pérdida. Sin embargo, habiendo capacidad de generación disponible, la normativa vigente no permite interrumpir las entregas de electricidad, es decir, efectuar racionamientos. Sin embargo, cuando la generación disponible es inferior a la demanda, la operación del sistema eléctrico solo es viable si se raciona el consumo eléctrico hasta el nivel de generación disponible, por lo cual se debe disponer de normas que permitan racionar el consumo eléctrico.

Figura N° 4

PRECIO DE NUDO Y COSTOS MARGINALES POR HIDROLOGÍA



Por otra parte se podría pensar que no son deseables las interrupciones de suministro eléctrico y que se deben entregar las señales a los agentes para que adopten las medidas tendientes a reducir o eliminar los déficit de suministro.

Estas dos acciones fueron adoptadas el año 1990 mediante una modificación al DFL N° 1/82, en que se estableció las condiciones bajo la cual la autoridad debe dictar un decreto de racionamiento y cómo se debe efectuar dicho racionamiento. Adicionalmente, se estableció el pago de compensaciones a los consumidores cuyo suministro fuese interrumpido. El texto de la norma de la época vertida en el artículo 99bis, es el siguiente:

“De producirse déficit de generación eléctrica derivados de fallas prolongadas de centrales termoeléctricas o bien de sequías, que lleven a la dictación de decreto de racionamiento por parte del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, las empresas generadoras que no lograsen satisfacer el consumo normal de sus clientes distribuidores o finales sometidos a regulación de precios, deberán pagarles cada kilowatt/hora de déficit a un valor igual a la diferen-

cia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía, a los que se refiere el artículo 99 anterior.

Para estos efectos, se entenderá como consumo normal de un cliente en un período, aquel que resulte de considerar el consumo de energía facturado por el generador en el mismo período del año anterior, incrementado en la tasa anual de crecimiento del consumo que se hubiere considerado en la previsión de demandas de energía para el sistema eléctrico, en la última fijación de precios de nudo. Los clientes distribuidores, a su vez, deberán traspasar íntegramente el monto recibido a sus clientes finales sometidos a regulación de precios. Para el cálculo de los déficit originados en situaciones de sequía no podrán utilizarse aportes de generación hidroeléctrica que correspondan a años hidrológicos más secos que aquellos utilizados en el cálculo de precios de nudo. Asimismo, si una sequía durara más de un año hidrológico, el máximo déficit que los generadores estarán obligados a pagar estará limitado al déficit que se calcule para el primer año hidrológico de la sequía, considerando una hidrología igual a la del año más seco utilizado en el cálculo de pre-

cio de nudo. Por año hidrológico se entiende un período de doce meses comenzando en abril.

En el caso de producirse los déficit a que se refiere el inciso anterior, el decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que autorice la aplicación de medidas de racionamiento, explicitará, basándose en un informe previo de la Comisión Nacional de Energía, el monto del pago por cada kilowattthora de déficit, como asimismo las demás condiciones que deberán aplicar las empresas generadoras para el cálculo o registro de los déficit, y los montos y procedimientos que aplicarán las empresas distribuidoras para traspasar a su vez los montos recibidos a sus clientes finales. Todos los cálculos deberán basarse en los valores utilizados en la última fijación de precios de nudo para el sistema eléctrico en cuestión. No obstante, el valor a utilizar para el costo de racionamiento no podrá superar, expresado en unidades de fomento, el promedio de los costos de racionamiento utilizados en las últimas seis fijaciones de precios de nudo”.

La norma de la época asignaba la responsabilidad de la compensación a los generadores que presentasen déficit en la condición de racionamiento. El monto de dicha compensación se establece como la diferencia entre el costo de falla y el precio de nudo de energía aplicada a cada unidad de energía racionada.

Además, establecía un límite a esta compensación, consistente en limitarla a los montos de déficit que se producirían en la hidrología más seca de la muestra estadística utilizada en el cálculo de los precios de nudo. También establecía un límite en el caso de presentarse situaciones de déficit por más de un año.

Se establece que en el decreto de racionamiento se detallarán las medidas para restringir el consumo y la mecánica de cálculo de las compensaciones, la cual debe basarse en los supuestos de cálculo del precio de nudo vigente en cada momento.

En el decreto de racionamiento se establecen las medidas para racionar el consumo: promover ahorro voluntario, reducción de voltaje y cortes programados de consumos.

En la sequía del año 1990, esta norma incentivó la instalación de capacidad de generación transitoria, consistente en turbinas a gas que operaban con petróleo diésel, lo que junto a campañas de ahorro permitió superar el problema sin corte de suministro.

Posteriormente, para la sequía del año 1998 (Ver Díaz *et al.* 2001), la norma mostró sus deficiencias. En efecto, al menos se pueden mencionar los siguientes problemas:

1º Para dictar un decreto de racionamiento se requiere un informe previo de la CNE que señale la posibilidad de un déficit de suministro. En este caso la CNE demoró la emisión del informe, por lo que sólo se dispuso de un decreto de racionamiento solo en noviembre de ese año. Esta situación indica que es conveniente incorporar elementos que objetiven la dictación de un decreto de racionamiento; para ello se podrían elaborar estudios en forma periódica que teniendo en cuenta parámetros tales como la magnitud de caudales afluentes, niveles de embalse, crecimiento de la demanda y disponibilidad de generación, permitan disponer de un índice que señale la necesidad de disponer de un decreto de racionamiento. Sin duda alguna, el funcionamiento el día de hoy de un CDEC independiente debiera ser garantía suficiente que en situaciones futuras se tendrá un aviso de alerta objetivo y con la antelación suficiente, si se dispone de una metodología de análisis conocida con anterioridad.

Al respecto Galetovic *et al.* (2002) proponen una metodología para aplicar periódicamente con el fin de evaluar qué tan probable es una situación de déficit de suministro eléctrico.

Es importante destacar que la existencia de un decreto de racionamiento, más que iniciar cortes de suministro es un instrumento que permite manejar crisis de abastecimiento en forma oportuna.

2º Al limitar las compensaciones a los déficit del año más seco de la estadística empleada en el cálculo de los precios de nudo (año 1968-1969), algunos generadores argumentaron que la sequía de ese año era más seca y que además si la hidrología fuese la del año 68-69, no se producían déficit y por lo tanto no procedía pago de compensación alguna. Así se dejó de manifiesto que la norma no previó cómo actuar en el caso que se diesen condiciones más secas que las contenidas en la estadística.

3º La forma de cálculo de las compensaciones en base a las tasas de crecimiento del consumo previsto en el cálculo de los precios de nudo lleva a resultados contradictorios. El consumo real puede presentar crecimientos distintos a los previstos en los precios de nudo, con lo cual se puede sobredimensionar los montos de las compensaciones.

3. EL ARTÍCULO 99BIS DE LA LEY N° 19.613 DE 1999

Los acontecimientos del año 1998 y primer trimestre de 1999, que pusieron de manifiesto estas falencias, principalmente la de limitar el

monto de las compensaciones, llevaron a que la autoridad presentará al Congreso un proyecto de Ley para modificar el artículo 99bis.

Finalmente, en junio de 1999, se promulgó un nuevo artículo 99bis.

Los cambios introducidos en el artículo 99bis dicen relación con la eliminación del límite de compensaciones y la aplicación de un racionamiento proporcional o parejo a todos los consumidores. Esto se complementa con el reconocimiento explícito de que las transacciones de energía a costo marginal en condiciones de racionamiento deben valorarse a costo de falla.

Sin duda, la eliminación del límite de compensaciones es un incentivo a los generadores para reducir situaciones de déficit, pues provee incentivos a un adecuado nivel de contratación de cada generador e incentiva la instalación de capacidad de generación transitoria. Galetovic *et al.* (2002) muestran que es económicamente más eficiente la instalación de capacidad de generación transitoria para evitar eventos de déficit de suministro y que el generador deficitario tiene los incentivos a instalar tal capacidad.

Conviene aclarar un aspecto que se relaciona con la supuesta dificultad de contratación de las empresas distribuidoras debido a la existencia del 99bis. La experiencia de los años 1998 y 1999 evidencia las distintas calidades de contrato a la que puede acceder un consumidor. En efecto, un contrato que incluye las disposiciones del 99bis con limitación de compensaciones es muy distinto a un contrato con un 99bis sin limitación a las compensaciones. En el último caso, un generador tendrá mayores incentivos a superar eventos de déficit que en el caso de un contrato con limitación de compensaciones o incluso sin ellas. Por otra parte se podría argumentar que existe un problema en los niveles de precios, ya que no reconoce los riesgos que implica las compensaciones sin límite, pero solo se limita a una discusión del nivel de precios y no a la efectividad de la señalada en el art. 99bis. Esto se podría salvar mediante la licitación de contratos de suministro por parte de las distribuidoras a precio libre, incluyendo la obligación de compensación del 99bis, mediante una estructura de licitación que asegure que se eliminan los efectos de corto plazo en las ofertas.

Sin embargo, la norma actual presenta algunos aspectos a mejorar:

- El racionamiento proporcional o parejo debe eliminarse y restablecer el principio de que el generador deficitario es quien debe efectuar las reducciones de consumo y pagar las compensaciones.
- Es conveniente establecer un mercado en el

que se puedan transar cuotas de racionamiento, para hacer más eficiente las reducciones de consumo, de forma que quienes tiene mayor disposición a pagar puedan convenir reducciones de consumo con quienes tienen un menor costo de racionamiento.

- Si bien se reconoció que las transferencias de energía en condiciones de racionamiento deben ser valorizadas al costo de falla, no se aseguró el pago de dichos montos, lo que genera un problema al momento de pagar las compensaciones. Esto requiere que se dé la calidad de título ejecutivo a las referidas obligaciones en los CDEC, para asegurar su pago, de esta manera se pueden entregar al mercado las señales para que ingrese capacidad de generación adicional a la coordinada por el CDEC y aporten a incrementar la oferta en forma transitoria.
- Se debe ajustar el pago de las compensaciones por racionamiento a las reducciones de consumo efectivamente realizadas. Para esto se deben considerar las tasas de crecimiento efectivas en la situación previa al racionamiento.
- Hoy en día con la aparición de un nuevo problema, que ya se preveía el año 1999, como es el caso de las distribuidoras sin contrato, se hace necesario asignar la responsabilidad de pago de compensaciones a la empresa distribuidora en el caso en que no disponga de contrato de suministro. La asignación de esta responsabilidad hacia el distribuidor permite incentivarlo a la suscripción de contratos de suministro, de manera tal que se asegure que algún generador se preocupará de disponer de generación para abastecerlo.

Es conveniente destacar que algunos de estos problemas se plantearon en la discusión de esta Ley en el Senado, al punto que algunos senadores propusieron la posibilidad de intercambiar cuotas de déficit y establecer la obligación de compensar los déficit por parte de las distribuidoras son contrato de suministro.

4. ARTÍCULO 16 B DE LA LEY N° 18.410

Dentro de las modificaciones a la Ley 18.410 efectuadas el año 1999, se incorporó a este cuerpo legal el artículo 16 B, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 16 B.- Sin perjuicio de las sanciones que correspondan, la interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica

no autorizada en conformidad a la ley y los reglamentos, que afecte parcial o íntegramente una o más áreas de concesión de distribución, dará lugar a una compensación a los usuarios sujetos a regulación de precios afectados, de cargo del concesionario, equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento.

Cabe destacar entonces que esta norma vino a establecer explícitamente el derecho de los usuarios sujetos a regulación de precios afectados por un corte o interrupción de suministro a percibir una compensación, de cargo del concesionario, equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento.

Llama la atención que sea la propia ley la que establezca el monto de la sanción a aplicar en este caso. En efecto, contrariamente a lo que ocurre en otras disposiciones del mismo artículo 16 de la Ley N° 18.410 que obliga a considerar la gravedad de la infracción para determinar el rango de la multa a aplicar, en este caso el legislador optó por fijar de antemano el monto de la multa: doble del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento.

Ello si bien podría parecer apropiado considerando las circunstancias históricas existentes al momento de dictarse esta norma del artículo 16 B, en que las normas existentes parecían ineficaces para solucionar la falta de suministro eléctrico para los usuarios regulados. Mirado con una perspectiva estrictamente jurídica no parece la más conveniente; tratándose de sanciones pecuniarias, como son las multas, son los Tribunales de Justicia o las demás autoridades administrativas competentes quienes debiesen fijar el monto de la sanción a aplicar en cada caso, una vez analizados los hechos concretos y evaluada la real magnitud del daño producido.

A mayor abundamiento, la norma del artículo 16 B resulta tan amplia que podría llegar a sostenerse que el pago de la multa ascendente al doble del costo de racionamiento de la energía no suministrada procedería cada vez que exista una suspensión o interrupción del suministro eléctrico, sin atender a las causas directas de dicha suspensión o interrupción. Cabe recordar que en un sistema tan complejo como el eléctrico, son muchas las circunstancias que llevan a que no sea posible técnica ni económicamente posible dar un suministro eléctrico continuo e

ininterrumpible. Aun actuando con la mayor diligencia y buena fe el operador del sistema puede verse enfrentado a circunstancias imprevistas que produzcan interrupciones esporádicas del suministro eléctrico, razón por la cual el ánimo sancionatorio que trasciende al artículo 16 B de la Ley N° 18.410 parece desproporcionado a las reales circunstancias en que opera un sistema interconectado.

Es sabido que tanto la autoridad como el operador del sistema han realizado durante años esfuerzos para lograr que los usuarios, sean estos distribuidoras o grandes consumidores, instalen relés de baja frecuencia, con el objeto de preservar la seguridad de servicio. Ello ha sido especialmente evidente en el Sistema Interconectado del Norte Grande a raíz de la incorporación de nuevas centrales a gas a partir de 1998. Debemos entender entonces que la norma del artículo 16 B lleva a incentivar a los concesionarios de distribución a instalar los relés de baja frecuencia con el fin de prevenir interrupciones mayores que impliquen el pago de compensaciones.

Por otra parte, tenemos claro que el *sujeto activo* o titular de la compensación del artículo 16 B son todos los usuarios sujetos a regulación de precios afectados por un corte o interrupción de suministro. Por su parte, los usuarios no sujetos a regulación de precios deberán convenir con su suministrador la calidad de servicio en el respectivo contrato de suministro.

En cuanto al *sujeto pasivo* de la obligación de pagar estas compensaciones, este es el concesionario en cuya áreas de concesión de distribución se produzca el corte que afecte parcial o íntegramente una o más usuarios sujetos a regulación de precios afectados.

Cabe destacar que tal derecho de los usuarios o clientes finales no existía con anterioridad a la dictación de la Ley N° 19.613, ya que no existían normas expresas que obligaran a los concesionarios de distribución al pago de compensaciones en beneficio de los usuarios o clientes finales. El distribuidor solo actuaba como intermediario en las compensaciones que debían pagar los generadores deficitarios según el artículo 99bis del DFL N° 1 de 1982.

Sin embargo, cabe recordar que las fallas pueden obedecer a los más diversos motivos, pudiendo ser provocada por un hecho atribuible al concesionario de distribución, a los proveedores de este o incluso a una falta de coordinación del distribuidor con el CDEC respectivo. Adicionalmente, a futuro es posible que se enfrente un problema más grave que es ajeno al sector generación y lo constituye la existencia de concesionarias de distribución sin contrato de sumi-

nistro, las que, en la medida que no resuelven su problema de abastecimiento, están contribuyendo a aumentar la probabilidad de falla de mañana, al no existir un responsable de instalar la oferta necesaria para satisfacer sus requerimientos.

A modo de ejemplo cabe señalar que se ha comprobado que muchas veces los CDEC tienen dificultades operativas para coordinar la operación del sistema con distribuidoras que poseen instalaciones de alta tensión. Por lo tanto, este artículo también puede ser entendido como un incentivo a realizar tal coordinación con el CDEC.

Además, se desprende de la propia norma del artículo 16 B que la obligación de pagar compensaciones a los usuarios finales afectados, prescinde absolutamente a la causa determinante de la suspensión del servicio, lo cual nos acerca mucho a una norma de responsabilidad objetiva. En efecto, el inciso final del artículo 16 B dispone perentoriamente. *“Las compensaciones a que se refiere este artículo se abonarán al usuario de inmediato, independientemente del derecho que asista al concesionario para repetir en contra de terceros responsables”*.

En cuanto al fundamento de dichas compensaciones, según se desprende del mensaje presidencial de la Ley 19.613, este radicaría en que la obligación de prestar el servicio en continuidad constituye para los usuarios de los servicios eléctricos el derecho a la exigibilidad y disponibilidad de un bien que en la vida moderna es indispensable para la actividad cotidiana de los ciudadanos.

A mayor abundamiento, señaló el propio Presidente de la República de la época, refiriéndose a este proyecto que hoy es ley que *“por medio de la incorporación del artículo 16bis se establece como infracción específica la interrupción del suministro a causa de fallas en la seguridad del sistema, que afecte a una o más áreas de concesión de distribución. La sanción a imponer a quienes resulten responsables, se eleva del máximo actual de las 500 UTM, a un monto que puede llegar hasta el duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción, valorada a costo de racionamiento. Ello representará un claro incentivo para que las empresas mejoren la coordinación y la seguridad del sistema”*. Luego agrega, *“se hace expreso el derecho de las personas o entidades que han sufrido daños a causa de la falla, para reclamar las indemnizaciones correspondientes ante la justicia ordinaria”*.

Cabe destacar que si bien desde el punto de vista de los usuarios finales del servicio eléctrico pareciera justo o apropiado el propósito per-

seguido por las compensaciones del artículo 16 B de la Ley N° 18.410, no es tan claro que las consecuencias prácticas de esta norma sean tan positivas. Dado que el pago de estas compensaciones se debe producir en todos los casos de la interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica no autorizada en conformidad a la ley y los reglamentos, podría surgir una controversia sobre cuáles son los casos en que legítimamente puede interrumpirse o suspenderse el suministro a los clientes sujetos a regulación de precios.

Por otra parte, dado que el valor de las compensaciones ya se encuentra fijado por la ley en el duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento, la elevada cuantía de las compensaciones hará del todo relevante determinar los parámetros para cuantificar la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, situación que en la crisis de 1998/1999 fue ampliamente debatida.

5. CONCLUSIÓN; EL ARTÍCULO 99BIS ES UN INCENTIVO CORRECTO PARA ADMINISTRAR DÉFICIT DE SUMINISTRO

Conforme a lo expuesto, se muestran los incentivos correctos que provee el artículo 99bis para superar eventos de déficit de suministro eléctrico. Sin embargo, la norma actual presenta algunos problemas que es necesario corregir para hacerlas más efectiva:

- Establecer procedimientos para objetivar la decisión de dictar un decreto de racionamiento.
- Eliminar el racionamiento proporcional o pa-rejo.
- Establecer un mecanismo de cómputo de los montos a compensar en función de la tasa de crecimiento efectiva de cada consumo, de forma de reflejar los racionamiento reales y no teóricos.
- Establecer la obligación de compensar a las distribuidoras sin contrato en caso de racionamiento.
- Establecer la posibilidad de intercambiar cuotas de racionamiento entre consumidores.
- Dar la calidad de título ejecutivo a las obligaciones de pago de transferencias en los CDEC.

En cuanto al artículo 16 b, puede ser entendido como un incentivo a los concesionarios de distribución a efectuar labores de coordinación

con los CDEC a fin de prevenir interrupciones de suministro.

REFERENCIAS

- (1) Bernstein, S. (1999), "Racionamiento eléctrico, causas y posibles soluciones", Puntos de referencia, N° 209, Santiago, Centro de Estudios Públicos.
- (2) Galetovic, A., J.C. Olmedo y H. Soto (2002). "¿Qué tan probable es una crisis eléctrica?", por aparecer en Estudios Públicos.
- (3) Díaz, C., A. Galetovic y R. Soto (2001). "Anatomía de una crisis eléctrica", Revista de Análisis Económico, Volumen 16, N° 1.
- (4) Galetovic, A., J.C. Olmedo y H. Soto (2002). "Una estimación del costo social de eliminar los déficit de abastecimiento eléctrico en el SIC".