



Junio de 2002
ISSN 0717-1536

LIBERTAD Y DESARROLLO

**SERIE INFORME
ECONÓMICO
Nº 129**

**LAS CRISIS ELÉCTRICAS DE
CALIFORNIA, BRASIL Y CHILE:
LECCIONES PARA EL MERCADO
CHILENO**

**Rafael Ariztía
David Watts**



CRISIS ELÉCTRICAS DE CALIFORNIA, BRASIL Y CHILE: LECCIONES PARA EL MERCADO CHILENO

Rafael Ariztía & David Watts

Resumen Ejecutivo

Muchos países han optado por reestructurar sus sistemas eléctricos, promoviendo la competencia y la participación de privados. Las recientes crisis eléctricas de Chile, California y Brasil, además de los problemas por los que han atravesado otros países que han reformado sus mercados eléctricos han puesto una pausa en el desarrollo de estas reformas.

En el presente trabajo se analizaron las características fundamentales de los tres mercados mencionados, así como las legislaciones mediante las cuales éstos se desregularon. Se estudiaron las crisis de cada modelo y la influencia de cada legislación en ellas. Se comprobó que además de problemas cir-

cunstanciales en cada caso, hay aspectos comunes en las tres crisis. En todas las señales de precios en situaciones de escasez fueron erradas y la actuación de los reguladores no fue la adecuada.

Se concluye que para que un mercado desregulado funcione correctamente en situaciones de escasez se requieren precios minoristas flexibles, que transmitan al consumidor el costo real de la energía, además de reguladores independientes, que no estén influenciados por intereses políticos de corto plazo. A partir de esto se proponen mejoras para la legislación chilena.

Rafael Ariztía es Ingeniero Civil de Industrias de la Universidad Católica de Chile. Su Memoria de titulación se enfocó en el estudio de la relación entre las crisis eléctricas en mercados desregulados y las legislaciones que gobiernan cada mercado.

David Watts es investigador del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Católica de Chile. Es Ingeniero Civil de Industrias y Magíster en Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Católica de Chile. Sus áreas de interés son la planificación económica, regulación y tarificación de sistemas eléctricos. Ha sido consultor de empresas eléctricas y organismos reguladores en Bolivia y Chile.



I. INTRODUCCIÓN

Muchos países han optado por reestructurar sus sistemas eléctricos, promoviendo la competencia y la participación de privados en generación. Diversos modelos han sido adoptados siguiendo principalmente dos líneas de desarrollo; el modelo chileno (1982), basado en un pool centralizado que realiza un despacho de mínimo costo, y los modelos de Australia, Inglaterra y Gales, que utilizan sistemas de ofertas centralizadas como solución para el despacho. Las recientes crisis eléctricas de Chile (1998-1999), California (2000-2001) y Brasil (2001) y los problemas de poder de mercado que han afectado a los mercados de Colombia, Inglaterra y Gales, California, etc., han puesto una pausa en el desarrollo de estos modelos, particularmente la segunda generación de reformas del mercado chileno ha sido paralizada ante los riesgos de nuevos episodios de desabastecimiento eléctrico o poder de mercado.

Estas crisis y los problemas por los que han atravesado estos tres países son reflejo de las dificultades que han surgido en otras partes del mundo, y aparecen como un paradigma; Chile fue el primer país en desregular el sector y su esquema es relativamente conservador, por su parte California y Brasil fueron de las reformas más recientes, y son muy distintas en cuanto a la magnitud del cambio de estructura. La reforma de California fue bastante radical, mientras la de Brasil fue más conservadora, sin embargo ambos mercados han afrontado serios problemas de desabastecimiento en los últimos años. Es cierto que no todos los problemas se explican por los cambios regulatorios y que cada crisis tiene su origen particular, pero a través del estudio de los tres casos pueden apreciarse aspectos comunes que entorpecen el correcto funcionamiento de los mercados.

En particular, en este trabajo se profundizan dos aspectos que han sido relevantes en la magnitud de cada crisis; las erradas señales de precio en situaciones de escasez de cada modelo y la actuación poco adecuada de los reguladores para enfrentar el problema.



II- CARACTERÍSTICAS DE LOS MERCADOS DE CALIFORNIA, BRASIL Y CHILE

En los tres mercados en estudio se han separado los mercados de generación, transmisión y distribución, instalándose libre competencia en el segmento de generación. Adicionalmente, en los casos de California y Brasil, la nueva legislación incluyó la figura del comercializador de energía.

CALIFORNIA

La energía generada anualmente en California ha crecido permanentemente en los últimos años, llegando a 284.132 GWh en el año 2000, de la cual un 58% fue generada por centrales térmicas (38% mediante gas natural). Las centrales hidráulicas y las centrales nucleares aportaron cada una un 15%, mientras las fuentes alternativas aportaron un 1%. El restante 11% fue importado desde estados vecinos. Por su parte, la capacidad instalada para abastecer el estado es estimada en aproximadamente 54.000 MW y no ha variado mayormente en los últimos años¹. La propiedad del parque generador es bastante desconcentrada, existiendo más de 200 participantes de los cuales ninguno supera el 10% de la capacidad del sistema.

La distribución está concentrada en tres grandes empresas; Pacific Gas & Electric Company (PG&E), Southern California Edison Company (SCE) y San Diego Gas & Electric Company (SDG&E), que abastecen el 75% de la energía consumida en el estado.

BRASIL

La generación de electricidad fue de 322.464 GWh durante el año 2000. La capacidad instalada en el país es de 68.590 MW aproximadamente, de los cuales alrededor del 88% son de origen hidroeléctrico, aproximadamente el 9% es de origen térmico, en tanto que el 3% es nuclear².

Brasil comenzó su proceso de privatización en 1997, el cual aun no ha concluido. Este está destinado a vender toda la capaci-

¹ Fuente: California Energy Commission. Electricity Analysis Office dated July 24, 2001. <http://www.energy.ca.gov/electricity/index.html>

² Fuente: Boletim Síntese Anual 2000, SIESE, Eletrobras. Disponible en <http://www.eletrobras.gov.br/mercado/siese/default.asp>



dad de generación, con la única excepción de las centrales nucleares (3% de la capacidad). La motivación para privatizar fue resolver el problema de falta de recursos del gobierno federal para financiar las inversiones necesarias para expandir el sistema. La propiedad del parque generador está repartida actualmente entre empresas privadas (20%), empresas estatales (39%) y el holding federal Eletrobrás (41%). De las empresas privadas la mayor es Tractebel, que tiene un 8% de la capacidad del país. Por su parte, la mayor parte (70%) de las empresas distribuidoras están en manos privadas. El sector distribución es muy importante, ya que el 90% de la energía es entregada por distribuidores. Las redes de transmisión no han sido privatizadas y pertenecen en su mayoría a Eletrobrás.

CHILE

La generación de electricidad en el SIC llegó a 29.576 GWh en el año 2000³. La capacidad instalada era de 6.653 MW a finales de ese año, siendo ésta mayoritariamente hidráulica (61%). El restante 39% de la capacidad es provista por centrales térmicas⁴.

La propiedad del parque generador en Chile está bastante concentrada. Existen tres empresas que concentran el 92,3% del parque. Endesa (54,6%) y Colbún (16%) tienen centrales mayoritariamente hidráulicas y AESGener (21,7%) tiene centrales mayoritariamente térmicas.

En Chile existen dos tipos de clientes según el tipo de consumo, los clientes libres (> 2MW) y los regulados (<2MW). Los primeros representan alrededor del 40% de la demanda del SIC y pueden contratar libremente las condiciones de su suministro con generadores o distribuidores. El restante 60% son clientes regulados, los que son abastecidos por un distribuidor y pagan un precio establecido por la autoridad cada 6 meses.

³ En Chile hay dos sistemas eléctricos principales, el SIC y el SING. Para este trabajo es de interés sólo el mayor de ellos, el SIC (Sistema Interconectado Central).

⁴ Fuente: Memoria Anual 2000, Centro Económico de Despacho de Carga, Sistema Interconectado Central. <http://www.odec-sic.cl>



III. ESTRUCTURA DE LOS MERCADOS DE CALIFORNIA, BRASIL Y CHILE

El modelo de mercado instaurado en California fue considerado como el paradigma de la libre competencia en un mercado eléctrico. Por su parte, los diseños de mercado de Brasil y Chile fueron mucho más conservadores, debido básicamente a su alto porcentaje de generación hidráulica.

CALIFORNIA

El nuevo mercado eléctrico californiano comenzó a operar en Abril de 1998, estructurándose en torno a un operador del sistema (ISO) y a una bolsa de energía (PX). El ISO es el responsable de la seguridad del sistema, para lo que debe operar el sistema de transmisión, manejar un mercado spot para balancear el sistema en tiempo real y manejar un mercado de servicios auxiliares. Además debe asegurar libre acceso a los participantes a las líneas de transmisión. Por su parte el PX es la institución a la cual confluyen generadores, comercializadores y distribuidores para comprar y vender energía. El PX operaba en dos bases, un día antes del despacho (DA) y una hora antes del despacho (HA), concentrando el mercado DA entre el 80% y el 90% de las transacciones [1]. Además, existe un tercer tipo de institución, los Scheduling Coordinators (SC), los que pueden mantener un portfolio de contratos con consumidores y generadores, al igual que comercializadores, pero además deben programar esas cargas y consumos en el ISO. Para efectos de programación de cargas en el ISO, el PX es un SC más.

La operación del mercado se basa en que el PX realiza sus subastas y genera un programa de operación con precios uniformes para cada hora del día, el que es enviado al ISO. Este debe ver la factibilidad de los programas enviados por el PX y el resto de los SC, de acuerdo a la disponibilidad de líneas. Si los programas son factibles, el despacho se realiza de acuerdo a ellos. Si los programas no son factibles, que es lo más común, son devueltos con sugerencias para ser adaptados, las que pueden no ser aceptadas por los SC, de hecho el PX, que concentraba el 87% de las transacciones no realizaba ajustes a su programa. Finalmente, el ISO adapta los programas de acuerdo a la disponibilidad de líneas y a ofertas de ajuste entregadas por cada oferente, que indican su disponibilidad a pagar por el uso de líneas congestionadas. El despacho es realizado de acuerdo a ese programa ajustado.



Los consumidores no pueden realizar ofertas directamente en el mercado spot, sino que lo hacen pasivamente, incrementando o disminuyendo su consumo. Los generadores pueden participar de tres formas, enviando ofertas de abastecimiento, generando más o menos de lo que tenían programado o bien a través de ofertas para proveer servicios auxiliares. El mercado de servicios auxiliares es manejado en forma independiente al de energía, lo que representa una particularidad del diseño californiano y será comentado más adelante.

Finalmente, en California se optó por realizar un manejo zonal de la congestión, dividiéndose el estado en 24 zonas, dos de las cuales abarcan la mayoría del territorio.

BRASIL

La estructura instaurada en el mercado eléctrico brasileiro comenzó a operar en Marzo de 1999 y estaba en etapa de implementación cuando sobrevino la crisis. Está estructurado en torno a un operador del sistema (ONS), a cargo de realizar el despacho de las centrales en forma centralizada y a mínimo costo mediante modelos matemáticos que optimizan el uso del agua embalsada. La gran concentración de centrales hidráulicas con que cuenta Brasil hace que su operación deba ser muy coordinada, ya que la decisión de generar con agua siempre envuelve el riesgo de racionar en el futuro [2]. Como el despacho es obligatorio, y la operación de una central hidráulica afecta el estado de otras aguas abajo, surgen problemas de coordinación y de propiedad del agua. Para solucionar esto se creó un sistema llamado *Mecanismo de Realocação de Energía* (MRE), mediante el cual los generadores hidráulicos son remunerados de acuerdo a su energía firme y no a su generación efectiva.

El sistema brasileiro fue diseñado para que la mayor parte de la energía se transe mediante contratos de largo plazo. Se pretende que sea la competencia por contratos la que de las señales de expansión del sistema, por lo que las distribuidoras estarán obligadas a mantener contratado un 85% de su suministro. Por otra parte, para valorizar la energía usada para balancear el sistema, se creó el *Mercado Atacadista de Energía Eléctrica* (MAE) el que está formado por los generadores, comercializadores y distribuidores, y mediante reglas similares a las usadas por el ONS en el

despacho⁵, determina el precio de la energía spot. El MAE además es el ambiente en el cual se transan y firman los contratos de abastecimiento a corto y largo plazo. Como la mayoría del consumo estará sujeto a contratos, se espera que el mercado spot del MAE sea de poca profundidad y se use sólo para balancear el sistema [2].

Los consumidores se dividieron de acuerdo a su potencia en libres ($>3\text{MW}$) y cautivos ($<3\text{MW}$), y en forma similar que en Chile los clientes libres podrían elegir su proveedor de energía. Al igual que en California, se optó por un sistema de manejo zonal de congestión, definiéndose para ello cuatro zonas de precios, Norte, Nordeste, Sur y Sudeste/Centro-Oeste, siendo esta última la que concentra el mayor consumo de energía, con un 58.1% del total.

Dada la experiencia de otras reformas, la implementación del nuevo marco regulabrio se hizo en etapas. Por ello se determinó que la introducción del MAE, considerada la parte más sensible de la reforma, se haría gradualmente hasta enero de 2002. La primera etapa duraría hasta septiembre de 2001, pero fue aplazada por los problemas de escasez de energía. En ella el precio sería determinado mensualmente en forma ex ante al despacho, de acuerdo a la información que entregue el ONS. Posteriormente el precio sería calculado con una mayor periodicidad hasta llegar a precios cada hora calculados en forma ex ante y ex post al despacho.

CHILE

El mercado chileno fue el primero en ser reformado en 1982. Está estructurado en torno a un operador del sistema (CDEC), el que controla el sistema de transmisión, determina el despacho en forma centralizada en base a criterios de mínimo costo y de optimización del agua embalsada, y de acuerdo a ello determina el precio de la energía spot para cada hora del día. El CDEC está formado por las principales empresas generadoras y trasmisoras.

El mercado considera tres tipos de precios para la energía. Los grandes clientes contratan a precio libre, establecido de común acuerdo entre consumidor y proveedor. Los consumidores regulados, que reciben la energía de una empresa distribuidora, pagan un precio fijo por la energía, llamado precio nudo, más un

⁵ A diferencia del ONS, el MAE no considera las restricciones de transmisión para generar los precios spot.



cargo por distribución. El precio nudo es fijado en abril y octubre de cada año por las autoridades y tiene dos componentes, precio de la energía y precio de la potencia de punta. El primero corresponde al promedio de los costos marginales esperados del sistema en el horizonte de los próximos 4 años. El segundo corresponde al costo de capital de la tecnología más eficiente para agregar potencia al sistema, que actualmente corresponde a una turbina a gas. El precio nudo debe mantenerse en un margen de 10% respecto a los precios libres. Finalmente, las transacciones entre generadores en el mercado spot son remuneradas a precio spot, que es fijado por el CDEC cada hora y corresponde a los costos marginales auditados de la central que da el peak de potencia del sistema.

La legislación chilena, a diferencia de la californiana y de la brasilera, considera un pago por potencia firme a los generadores que respaldan el sistema, independiente de si generan o no. Además, se promueve un nivel de sobre instalación del sistema determinado por los reguladores mediante el llamado Margen de Reserva Teórico (MRT). El MRT se aplica anualmente en el balance de potencia firme realizado por el CDEC, determinándose los déficit o excedentes de los generadores respecto a sus compromisos, con lo que se da origen a pagos por concepto de transferencias de potencia firme entre generadores [3].

Para manejar situaciones de escasez, la legislación establece que las autoridades deben emitir un decreto de racionamiento que entrega poderes especiales para bajar el consumo y obliga a los generadores a compensar a sus clientes regulados. Las compensaciones consisten en un pago por la energía no servida a un valor igual a costo de falla menos precio nudo. El costo de falla es determinado por la autoridad y corresponde al costo de los usuarios por no recibir la energía. Las compensaciones tienen un doble efecto, previenen a las empresas de firmar contratos que no puedan cumplir y permiten hacer ver a los clientes el costo real de la energía, ya que en definitiva el costo alternativo que enfrentan es el costo de falla.



IV. CRISIS DE ABASTECIMIENTO



Las tres crisis tienen una diferencia fundamental. En California el déficit fue de potencia, mientras en Brasil y Chile fue de energía.

CALIFORNIA

La crisis de California se explica por una combinación de factores circunstanciales que hicieron subir los precios mayoristas más de lo pronosticado por las autoridades, y por una serie de medidas regulatorias desafortunadas que no permitieron al mercado adaptarse a las nuevas circunstancias. Dentro de los factores que hicieron subir el precio de la energía destacan; incremento importante en la demanda (12,7% en junio) debido a un verano extremadamente caluroso, aumento inesperado del precio del gas natural (más de 10 veces entre 1999 y diciembre de 2000), aumento del precio de los permisos de NOx, reducción considerable de las importaciones de energía debido al bajo nivel de las reservas hidroeléctricas en el noreste del país. Por su parte, las inversiones en generación se paralizaron en el estado debido al largo e incierto proceso de aprobación de la nueva estructura regulatoria [4].

Los factores mencionados fueron responsables de buena parte del aumento en los precios mayoristas, el resto es atribuible a ineficiencias de mercado y a ejercicio de poder de mercado por parte de algunos generadores. Sin embargo, todo ello no explica el hecho de que en un mercado supuestamente desregulado se produzcan cortes de energía. Aquí entran en juego los errores en el marco regulatorio establecido en California y especialmente el efecto de dos medidas transitorias, diseñadas para recompensar a las distribuidoras de los costos hundidos de inversiones realizados en ausencia de competencia y para asegurar competencia en el corto plazo. La primera fue congelar el precio minorista en 6 centUS\$/KWh por cuatro años, con lo que se suponía que las *utilities* tendrían una gran rentabilidad durante ese período. La segunda consistió en prohibir a las *utilities* que contrataran su suministro de energía, obligándolas a comprar toda la energía en el PX.

De esa manera, cuando los precios comenzaron a subir y llegaron a un nivel superior al que cobraban las distribuidoras, éstas comenzaron a perder dinero, situación que llevó a la quiebra a PG&E y tiene a las otras dos en muy malas condiciones. Las *utili-*



ties perdieron su capacidad de crédito, por lo que en Enero de 2001 el estado de California comenzó a comprar directamente la energía. El efecto de las medidas transitorias fue nefasto para el mercado. La rigidez de precios del mercado *retail* fue la causante principal del colapso del sistema, ya que impidió entregar las señales de consumo adecuadas. La prohibición de firmar contratos no permitió a las *utilities* cubrirse del riesgo inherente al negocio eléctrico y las dejó expuestas a la volatilidad de los precios diarios.

Por otra parte, hay una serie de aspectos de la legislación que probaron ser muy inadecuados. El manejo de congestión zonal sobre simplificó el problema, eliminando los incentivos para evitar las congestiones. Además, obligó a dar un trato especial a generadores que por restricciones de transmisión eran considerados irremplazables. A ellos se los llamaba a generar por fuera del mercado a un precio mayor, quitándoles el incentivo para ofertar su energía en el PX o el ISO. La separación de los mercados de energía, transmisión y servicios auxiliares es otro aspecto que probó ser inadecuado en California, ya que la optimización por separado de ellos entregó resultados ineficientes. Finalmente, la restricción de los SC y el PX de entregar programas balanceados al ISO es innecesaria. Su origen es el principio de que el ISO no debe alterar las decisiones de los participantes. Sin embargo, el balance agregado de la oferta y la demanda es necesario por la naturaleza física de la electricidad, pero el balance individual que hace cada SC es una restricción artificial e innecesaria, siendo casi siempre ineficiente y algunas veces infactible [5].

BRASIL

El gobierno brasilero ha culpado a la falta de lluvias como la responsable de la escasez de energía. Es cierto que la sequía que sufrieron algunas partes del país fue severa, sin embargo, las desfavorables condiciones hidrológicas, por si solas, no explican la severidad del déficit de energía [6]. Éste se explica exclusivamente por la falta de inversión en capacidad de generación y transmisión en la última década. Desde 1980 que el crecimiento de la capacidad de generación es menor que el crecimiento de la demanda. La autoridad realiza anualmente un plan indicativo de obras con un horizonte de 10 años, con el objetivo de mantener el sistema con una seguridad de 95%. El plan de 1999 señalaba que, aun con las inversiones necesarias y con una hidrología promedio, el sistema tendría un riesgo de déficit el año 2000 cercano a 10%. Esto indica que el desequilibrio entre oferta y demanda es anterior

a la instauración del nuevo modelo, por lo que se desprende que los mayores responsables de la crisis son el gobierno y las instituciones a cargo de la política energética, y no la nueva estructura de mercado.

El alto nivel de riesgo del año 2001 se sumó a un período de poca lluvia, a atrasos en las obras en curso y a un déficit en capacidad de transmisión, lo que en conjunto llevó al sistema a la crisis mencionada. De haber existido una mayor capacidad de transmisión, se habría podido transportar energía desde el Sur, que no fue afectado por la sequía, hacia los centros de consumo más al Norte, aliviando en gran medida la situación⁶. La crisis de abastecimiento fue enfrentada mediante cortes obligados de electricidad. La autoridad impuso un ahorro de 20% del consumo, para lo que diseñó medidas que incluyen castigos y cortes de energía para quienes aumenten su consumo e incentivos para quienes lo disminuyan.

La nueva estructura tampoco ha colaborado promoviendo la entrada de nueva capacidad, debido principalmente a tres factores; el régimen de contratos iniciales, los riesgos cambiarios a que están expuestos los generadores térmicos y la falta de consistencia de las reformas.

El mecanismo de contratos iniciales consistió en hacer que las distribuidoras firmaran contratos por el 100% de su consumo hasta el año 2002. A partir de entonces, el suministro asegurado por esos contratos disminuiría en 25% anual hasta quedar totalmente libre el mercado el año 2006. La idea era hacer que la competencia entrara gradualmente, pero la consecuencia es que no existen incentivos para agregar nueva capacidad al sistema, ya que el 100% del suministro está contratado y sólo se podría competir por los nuevos consumos que se integren al sistema. Los contratos fueron emitidos por ANEEL, el organismo rector del sector eléctrico, y debían contar con certificados que aseguraran el abastecimiento con un 95% de seguridad. Sin embargo, ha quedado en evidencia que dichos certificados fueron muy optimistas, ya que no existía capacidad para dar tal seguridad. Por su parte, el riesgo cambiario al que están expuestos los generadores térmicos surge del hecho de que el gas que consumen dichos generadores proviene de Bolivia y sus contratos están ligados al dólar. La energía que venden es valorizada en *reais*, por lo que sus resulta-

⁶ "St Peter is Innocent", *The Economist*, May 24th, 2001.



dos están expuestos a la depreciación de la moneda brasilera, que ha sido considerable en los últimos años y está relacionada a la inestable situación regional.

Finalmente, las reformas del sector eléctrico no se han completado aun, habiendo muchos aspectos que no se han definido y otros que no se han probado [6]. Como el mercado comenzará a operar realmente cuando terminen los contratos iniciales, esas indefiniciones no son determinantes en este momento, pero sin duda han desincentivado la inversión. Esto ha sido confirmado con los fracasos de las últimas privatizaciones en 2001. Además, las reformas del sector eléctrico no han sido coordinadas con las reformas del resto de los sectores energéticos, como el gas natural y el petróleo, a pesar que todas están íntimamente ligadas.

CHILE

La sequía que sufrió el centro de Chile en 1998 fue la mayor de ese siglo. Dada la composición mayoritariamente hidráulica del SIC, no resulta extraño que se haya producido un déficit de energía. De hecho, algunos analistas argumentan que los déficit de energía son inherentes a todo sistema eléctrico con alta concentración hidráulica [7]-[11]. Sin embargo ello no significa que en dichos sistemas deban producirse cortes de electricidad. Los cortes de energía que se produjeron en Chile en 1998 y 1999 indican que el modelo no funcionó y no fue capaz de asignar la energía en forma más eficiente. Las razones son diversas y los actores del mercado las interpretan de distinta forma [8]. En definitiva hubo 4 aspectos que entorpecieron el correcto funcionamiento del mercado; rigidez de precios, actuación lenta y poco decidida de las autoridades, disputas entre las empresas generadoras al interior del pool y actuación poco independiente del operador del sistema.

El costo que enfrentan los consumidores regulados en Chile es el precio nudo más un cargo por distribución. Estos precios son esencialmente no contingentes, ya que son calculados cada 6 meses y son una estimación de los costos a largo plazo del sistema. Por ello para enfrentar situaciones de escasez, la legislación establece las compensaciones por energía no servida, mencionadas anteriormente. Sin embargo, la ley establecía que de darse un año más seco que el más seco de la serie utilizada para calcular los precios nudo, no debería haber compensaciones, no estableciendo ningún otro mecanismo alternativo. Esto hizo que el mercado quedara sin ninguna señal de precio contingente para sus consumidores. Incluso, debido principalmente a la llegada del gas natu-

ral y a una optimista previsión de incorporación de nuevas centrales de ciclo combinado por parte de la autoridad [16], durante el período de escasez los precios nudo bajaron su valor en cerca de 20%. De esta forma, los consumidores tuvieron costos menores por la energía justo cuando esta era más escasa. Por otra parte, durante la crisis se produjeron divergencias al interior del pool relacionadas con el precio al que debía valorizarse la energía intercambiada entre empresas generadoras. Independiente de las posturas, lo importante es que no fue zanjada a tiempo por la autoridad, teniendo las atribuciones para ello, y significó mantener el sistema sin precio spot por más de 4 meses.

La legislación chilena entrega grandes responsabilidades a los reguladores en tiempo de crisis. La mayor de ellas es determinar el estado de racionamiento. En Septiembre de 1998 el gobierno fue advertido de la necesidad de decretarlo, sin embargo debido al costo político que ello implicaba no lo hizo sino hasta Noviembre de ese año, cuando ya se habían producido cortes de suministro.

Finalmente, el CDEC fue cuestionado porque el agua embalsada fue utilizada en forma poco conservadora dadas las condiciones del sistema. Si bien la planificación se realizó de acuerdo a los procedimientos establecidos, se vio entorpecida por el atraso en la entrada de nuevas centrales a ciclo combinado, lo que también alteró las señales de precio y profundizó la crisis. Esto generó preocupación en torno a la gobernabilidad e independencia del CDEC, lo que posteriormente se tradujo en una reforma que independizó su operación de las empresas generadoras.



V. CONCLUSIONES

Los mercados eléctricos desregulados han funcionado razonablemente bien cuando no hay problemas de escasez. Sin embargo, las legislaciones se prueban cuando el abastecimiento es ajustado y debieran estar diseñadas para enfrentar esas circunstancias [11]. Muchos de los problemas que se han analizado en este trabajo son intrínsecos de la electricidad como *commodity*, dificultad para almacenarla, relativamente baja elasticidad de la demanda de corto plazo, grandes variaciones de consumo asociadas al clima, etc. [12]. Por esta razón, resulta aun más importante que los mercados desregulados tengan los mecanismos para adaptarse a estos efectos. Contar con precios que reflejen las condiciones reales de mercado es la primera condición para que el mercado se adapte correctamente. Contar con reguladores capaces de asumir su responsabilidad y actuar prontamente con criterios técnicos, es otra condición necesaria para que un mercado eléctrico desregulado pueda superar satisfactoriamente un período de escasez.

A) SEÑALES DE PRECIOS

Los mercados regulados tienen un control centralizado, que indica el precio del bien, el nivel de consumo, de inversión, etc. Cuando un mercado se desregula, éste es reemplazado por el mecanismo esencial de un mercado libre; el precio. Son los precios los que indican el nivel de inversión que el mercado requiere, la cantidad a producir, etc. [9]. Sin embargo, es difícil encontrar un mercado eléctrico en el que los precios puedan cumplir cabalmente esta función.

En los tres mercados estudiados los consumidores no ven el costo real de la energía, lo que explica que su comportamiento de consumo no esté de acuerdo al nivel de escasez del recurso y que sea necesario realizar cortes forzosos de suministro para mantener la seguridad del sistema. Además de entorpecer el equilibrio entre la oferta y la demanda, los precios minoristas fijos facilitan el ejercicio de poder de mercado por parte de los generadores, ya que al no existir elasticidad de la demanda, los generadores pueden subir los precios mayoristas sin experimentar bajas en el consumo [10], tal como sucedió en California. Las tres crisis estudiadas dejan en evidencia que se requieren precios más flexibles para que el mercado se adapte a las condiciones de oferta. Además, dada la naturaleza de la electricidad, se requieren esquemas de

contratos que permitan a los agentes cubrirse de la volatilidad intrínseca de los precios spot [12].

En California los precios fijos han sido la causa principal del colapso del sistema. Han influido a que el consumo haya aumentado en vez de disminuido, han llevado a las empresas distribuidoras a serias crisis financieras y han colaborado en profundizar el problema de poder de mercado mencionado.

En Brasil, a pesar de la escasez de energía los consumidores no han visto variar mayormente sus tarifas. La autoridad prefirió hacer un racionamiento parejo obligatorio, socializando el déficit, lo que además de ser poco eficiente, desincentiva a las distribuidoras para proteger a sus consumidores. Por su parte, el nuevo modelo fue diseñado para que la competencia sea por contratos, los que aparentemente son libres, pero sin embargo están sujetos a un precio techo, llamado *Valor Normativo* (VN), que es fijado anualmente por ANEEL. El hecho de que sean los contratos los que tengan que ceñirse al VN y no al revés hace perder sentido a la desregulación, porque no permite a los precios cumplir su rol.

En Chile, el sistema de precios se vio truncado por las limitaciones a las compensaciones y por la actuación poco decidida de las autoridades. Para reducir el impacto social, el manejo de la crisis se realizó a través de racionamientos parejos, sin considerar que los clientes que estaban contratados con empresas no deficitarias podrían haber estado pagando en sus contratos por esa calidad de servicio. A raíz de la crisis, se reformó la ley, estableciéndose compensaciones a todo evento, lo que si bien arregla técnicamente el problema, implica exigirles a las empresas que compensen cuando se den hidrologías que no están consideradas en el cálculo de sus precios, lo cual no parece razonable.

B) ACTUACIÓN DE LOS REGULADORES

La actuación de los reguladores fue un factor importante en los tres casos estudiados. En California, la existencia de múltiples agencias, tanto estatales como federales, no fue suficiente para que se tomaran las medidas necesarias para normalizar el mercado: subir los precios minoristas, permitir a las distribuidoras firmar contratos y monitorear debidamente el mercado. La existencia de tantas agencias significó que la responsabilidad se diluyó en todas ellas, siendo su actuación lenta y poco efectiva, demorándose más de seis meses en tomar medidas para superar la situación.



En Brasil, la falta de inversión causante de la crisis es casi en su totalidad explicable por la incapacidad de las autoridades de planificar y llevar a cabo un proceso de privatización y desregulación ordenado y coherente, que incentive a la inversión en vez de alejarla. En particular en la crisis, las autoridades han propuesto distintos planes de contingencia, ninguno de los cuales se ha cumplido.

En Chile, si bien la actuación de los reguladores no fue tan determinante como en los casos anteriores, también fue lenta y a pesar de tener algunas herramientas para manejar la situación, no hizo uso de ellas [13]. Por razones políticas la autoridad demoró el decreto de racionamiento, vital en el modelo chileno, y tampoco resolvió a tiempo las diferencias al interior del CDEC, lo que mantuvo al mercado sin precios spot por más de 4 meses.

En los tres casos, las agencias a cargo del sector eléctrico no eran independientes del gobierno, por lo que en todos ellos primaron criterios políticos de corto plazo por sobre los criterios técnicos y económicos. Es común que las medidas correctas desde el punto vista técnico y económico sean contradictorias con los intereses políticos de corto plazo de los gobernantes, por lo que no es esperable que instituciones dependientes de un gobierno tomen las medidas correctas de largo plazo en una situación de crisis energética.

Una lección de las tres crisis estudiadas es que la desregulación de mercados eléctricos es un proceso dinámico, que requiere instituciones independientes y flexibles, capaces de responder en forma rápida y efectiva ante las nuevas condiciones del mercado [4]-[13]. Para ello, la independencia de las instituciones a cargo de la política energética del gobierno de turno es fundamental.



VI. PROPUESTAS PARA EL MERCADO CHILENO

En general las regulaciones de mercados eléctricos han puesto énfasis en asegurar la suficiencia de los sistemas en el largo plazo, para lo cual se han diseñado esquemas de precios mayoristas que permiten al mercado dar las señales de expansión del sistema. Sin embargo, no se han establecido sistemas de precios minoristas flexibles que permitan al mercado realizar un equilibrio eficiente entre oferta y demanda en el corto plazo. Esto queda en evidencia cada vez que se vive una situación de escasez.

Desde ese punto de vista, creemos que las reformas futuras debieran poner énfasis en crear mecanismos de mercado que permitan traspasar el costo real de la energía a los consumidores finales, especialmente en condiciones de escasez. Si bien en Chile el sistema de compensaciones que opera en época de racionamiento está bien formulado teóricamente, nunca ha funcionado y requiere de una serie de precios calculados por la autoridad para que funcione correctamente. Además se requiere una actuación activa de los reguladores para su funcionamiento. Por esta razón, creemos que es recomendable avanzar en dar mayor flexibilidad a los precios nudo, de modo que la importancia de las compensaciones disminuya gradualmente. Mientras más contingente sea el precio nudo, menor será la relevancia de las compensaciones. En [14] se estima que las pérdidas económicas asociadas a la inflexibilidad de los precios del mercado chileno están en el rango 5-10%. Además se requiere una capacidad 30% superior que en caso de precios flexibles. Por esta razón, nuestra recomendación es actualizar los precios nudo mensualmente, modificando su forma de cálculo para hacer que aumente la ponderación de las condiciones actuales del sistema, reduciendo el impacto de las condiciones estimadas para el futuro. Adicionalmente, se propone introducir un sistema de tarificación más dinámico para clientes regulados, de modo de contar con distintas tarifas a lo largo del día. Ello permite desplazar consumos desde horas de mayor consumo a horas de menor consumo, con la consecuente disminución en la potencia de punta requerida [15].

En general hay consenso en cuanto a que la relevancia de los precios nudo debiera bajar. Para ello se ha estudiado la alternativa de aumentar la cantidad de clientes libres, bajando gradualmente el nivel de potencia que los caracteriza desde 2 MW hasta 200 KW. Esto unido a una reducción del margen de desvia-



ción de los precios nudo respecto a los precios libres, desde 10% a 5%, disminuiría el debate en torno a la fijación de tarifas.

En cuanto a las disputas al interior del CDEC, se propone resolverlas mediante la introducción de arbitrajes privados o comités permanentes, de modo de liberar a la autoridad de su rol de árbitro en conflictos privados. Adicionalmente, se propone que el organismo a cargo de la política energética (Comisión Nacional de Energía) sea independizado del gobierno de turno y se establezca como un cuerpo autónomo, con su directiva nombrada por períodos fijos por el Congreso. Se propone también crear garantías de pago al interior del pool, que respalden los intercambios entre generadores.

Para asegurar respaldo del sistema se propone reestablecer el Margen de Reserva Teórico en 15% como fue hasta 1997. Además, se recomienda que el MRT sea un valor fijo y no esté sujeto a cambios discrecionales según la intención de la autoridad de turno. El MRT es básicamente una señal, y su significado sería más claro si no está sujeto a cambios.

Finalmente, para hacer frente a situaciones de escasez, proponemos establecer un sobreprecio a los consumidores que aumenten su consumo en estos períodos y realizar racionamiento parejo sólo sobre los clientes regulados de modo de dar incentivos a las generadoras y clientes libres de firmar contratos que puedan ser cumplidos.



BIBLIOGRAFÍA

- 1) P. Joskow. "Deregulation and regulatory reform in the U.S. electric sector," en *Deregulation of Network Industries: What's Next?*, Peltzman and Winston Eds. Washington DC, Brookings Press, 2000.
- 2) L. Barroso, P. Lino, R. Kelman y M. Pereira. "Can Brazil learn from California? Challenges of power deregulation in a predominantly hydroelectric system," presentado en IEEE PES 2001 Summer Meeting, Vancouver, BC, Canada. July 15-19, 2001.
- 3) R. Paredes y J. M. Sapag. *Fortalezas y Debilidades del Marco Regulatorio Chileno, Propuestas para un cambio*. CIADE, Universidad de Chile. Mayo 2001, p. 24.
- 4) P. Joskow. "California electricity crisis," enviado para publicación al Oxford Review of Economic Policy.
- 5) J. Chandley, S. Harvey y W. Hogan, (2000). "Electricity market reform in California". Working Paper, John F. Kennedy School of Government, Harvard University. November 22, 2000.
- 6) J.C.L. Pires, J. Gostkorzewicz y F. Giambiagi. "O cenário macroeconómico e as condições de oferta de energia elétrica no Brasil". Textos para Discussão N° 85, BNDES, Rio de Janeiro, Brasil. Marzo 2001.
- 7) A. Galetovic. "La crisis eléctrica de 1998-1999: causas, consecuencias y lecciones," en *Estudios Públicos* N° 80, pp.149-192, Centro de Estudios Públicos, Santiago de Chile, Primavera 2000.
- 8) P. Rozas. "La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria," en *Serie Recursos Naturales e Infraestructura*, N° 5. CEPAL, Santiago de Chile, Diciembre 1999.
- 9) J. McMillan. "Using markets to solve public problems," presentado en Twelfth Annual East Asian Seminar on Economics, Hong Kong, Junio 28-30, 2001
- 10) S. Borenstein, J. Bushnell and F. Wolak. "Diagnosing Market Power in the California's Deregulated Wholesale Electricity Market". POWER Working Paper, PWP-064, University of California Energy Institute, Berkeley, CA. Agosto 2000.
- 11) R. Chumacero, R. Paredes y J. M. Sánchez.. "Regulaciones para crisis de abastecimiento: Lecciones del racionamiento eléctrico en Chile," en *Cuadernos de Economía*, Año 37, N° 111, pp. 323-338, Agosto 2000.



- 12) S. Borenstein. "The trouble with electricity markets (and some solutions)," *POWER Working Paper PWP-081*, University of California Energy Institute, Enero 2001.
- 13) H. Rudnick y J-P. Montero. "Second generation reforms in Latin America and the California paradigm," artículo enviado a una edición especial de *Journal of Industry, Competition and Trade*, 2001.
- 14) J-P. Montero y H. Rudnick. "Precios eléctricos flexibles," en *Cuadernos de Economía*, Año 38, N° 113, pp. 91-109, Abril 2001.
- 15) J.A. Colledge, J. Hicks, J.B. Robb y D. Wagle. "Power by the minute," en *McKinsey Quarterly 2002, Number 1*, pp. 73-81, Enero 2002.
- 16) D. Watts, P. Atienza, H Rudnick, "Second Generation Reforms in Chile, Power Exchange Model. The Solution?", artículo enviado a *Second IASTED International Conference, Power and Energy Systems, EuroPES 2002, Crete, Greece, June 2002 (Paper Submitted)*.