



Capítulo 7

Algunas Modificaciones a los Marcos Regulatorios del Sector Eléctrico y de las Telecomunicaciones*

José Miguel Sánchez C.

Ingeniero Comercial, Pontificia Universidad Católica de Chile.

Doctor en Economía, Universidad de Minnesota.

Profesor del Instituto de Economía, PUC.

Email: *jsanchez@faceapuc.cl*

* Agradezco los valiosos comentarios de Juan Pablo Montero, Eduardo Saavedra y los editores de este libro, Harald Beyer y Rodrigo Vergara. Los errores que subsisten, son de mi exclusiva responsabilidad.

I. INTRODUCCIÓN

La regulación de servicios de utilidad pública que se prestan a través de redes y en particular de los servicios de telecomunicaciones y de energía eléctrica, ha recibido mucha atención en el último tiempo en el mundo y Chile no es la excepción. Al igual que otros países que hicieron importantes reformas en los marcos regulatorios del sector eléctrico y del sector de las telecomunicaciones, acompañando a los procesos de privatización en la década de los ochenta, se plantea hoy en nuestro país la necesidad de revisar y actualizar dichos marcos después de casi dos décadas de aplicación, en general bastante exitosa¹. La necesidad de introducir modificaciones a los marcos regulatorios surge del reconocimiento de que, a pesar de la evaluación global favorable que se puede hacer de su funcionamiento, hay aspectos que, o no han funcionado bien o podrían ser mejorados a la luz de la experiencia que se ha acumulado respecto a las bondades y defectos de los diferentes esquemas regulatorios aplicados a través del mundo.

Asimismo, los avances tecnológicos que han ocurrido en los últimos diez a quince años, en especial en el sector de las telecomunicaciones, pero también en electricidad, hacen que los marcos regulatorios queden obsoletos y se vean muchas veces superados por los hechos, mostrándose rígidos e incapaces de adaptarse fácilmente a los nuevos escenarios. Por otra parte, también se ha avanzado en el desarrollo de instrumental analítico, lo que permite analizar algunos de los problemas de mejor forma y diseñar mecanismos que provean los incentivos correctos para lograr los objetivos buscados. Por último, éstos últimos también han cambiado a través del tiempo. Al comienzo de las reformas, jugaron un rol central los objetivos de: las privatizaciones de las empresas del sector, la seguridad para los inversionistas, la estabilidad tarifaria, la eliminación de subsidios que pudiesen haber existido y los aumentos en la cobertura de los servicios. En la actualidad, el énfasis en las reformas regulatorias y en los procesos de desregulación está fuertemente puesto en la promoción de la competencia y en la transferencia de sus beneficios a los consumidores.

¹ Las reformas en el sector eléctrico chileno comenzaron el año 1978 con la creación de la Comisión Nacional de Energía y se formalizaron con la aprobación de la Ley Eléctrica en 1982. En Inglaterra, las reformas en la industria eléctrica se realizaron en 1990. En telecomunicaciones, las Reformas en Chile datan de 1978 y fueron formalizadas en la Ley de 1982. En Inglaterra comienzan el año 1981. Para una descripción y análisis de las reformas en Chile en los sectores de electricidad y telecomunicaciones ver Paredes (2000); y para una descripción y análisis de las reformas en Inglaterra, ver, Armstrong, Cowan y Vickers (1994).

En este trabajo analizamos y proponemos modificaciones a los marcos regulatorios del sector eléctrico y del sector telecomunicaciones que tienen como objetivo promover un mayor grado de competencia efectiva en estos mercados que operan en sectores cruciales para el desarrollo del país. Las propuestas se centran en aspectos específicos de los marcos regulatorios de dichos sectores que han estado en la discusión pública en el último tiempo y, en consecuencia, podrían constituir una agenda de aplicación bastante inmediata.

Aún reconociendo la gran importancia que tiene la institucionalidad en el desempeño de la regulación, en este trabajo no se analizan dichos aspectos. La autonomía e independencia de los entes reguladores, el rol que deben jugar los organismos encargados de la promoción de la competencia y el diseño institucional que debe existir para un mejor funcionamiento de la regulación son temas que debieran formar parte de un análisis más global de la regulación, pero que escapan a los objetivos de este trabajo².

II. SECTOR ELÉCTRICO

Para analizar esta industria, es necesario tener presente una serie de características técnicas particulares de la electricidad. En primer lugar, la electricidad no se puede almacenar y, en consecuencia, el equilibrio entre la oferta y la demanda se debe dar en tiempo real, lo que requiere de transacciones de último minuto a través de un operador centralizado del sistema. En segundo lugar, debido a que tanto oferentes como demandantes se encuentran conectados físicamente a una red de transmisión, las decisiones de cualquiera de ellos puede afectar a todo el resto de los agentes interconectados a la red. Tercero, los flujos de electrones (todos idénticos) siguen las leyes de la física (leyes de Kirchoff) sin que exista la posibilidad de asignar el producto generado por una planta específica a un consumidor específico. Por último, las externalidades que produce un consumidor o productor en la red también se reflejan en la calidad (frecuencia, voltaje, estabilidad) de la electricidad y, por ende, el equilibrio de la oferta y la demanda debe darse para un cierto standard de calidad para lo cual son cruciales los servicios auxiliares que prestan los generadores y que garantizan que se cumplen los estándares de calidad predefinidos. Asimismo, en caso de pérdida de carga o caídas en el sistema, se requieren procedimientos

² Para un análisis de la relación entre autonomía y regulación en un sector regulado, véase Sánchez y Sanhueza (2000).

especiales para restaurar el servicio de manera segura (Wolfram, 1999; Newbery, 2000).

Las reformas en el sector eléctrico y el modelo regulatorio establecido en 1982, aún vigente, representó en su momento una transformación profunda que cambió de manera fundamental el modo de mirar el sector y su regulación. De hecho, el modelo chileno sirvió de inspiración para las reformas seguidas en otros países de América Latina, tales como Argentina en 1992, Perú en 1993, Bolivia y Colombia en 1994 y posteriormente países de Centroamérica como El Salvador, Guatemala, Honduras y Costa Rica en 1997 (Rudnick, 1998). En general, el modelo regulatorio reconoce que la competencia es posible en generación, pero no en transmisión de electricidad en alta tensión ni en la distribución local en bajo voltaje, los cuales son considerados como monopolios naturales que requieren regulación. Para permitir la generación competitiva, tomando en cuenta las características particulares del mercado eléctrico, se requiere de un ente centralizado que haga el despacho (operación física) en el sistema. Dicho despacho se hace en orden de mérito según los costos marginales declarados por los operadores con el fin de minimizar los costos de satisfacer la curva de carga y se hace independientemente de la propiedad de las centrales y de los contratos comerciales de compra y venta de energía que las generadoras tengan. Generalmente, en este modelo, el ente encargado del despacho físico es un club cerrado de empresas del sector y que también se encarga de aclarar el mercado *spot* por las divergencias que ocurren entre los contratos que las generadoras mantienen y la generación a que son llamadas por el centro de despacho.

Sin embargo, este modelo básico ha dado paso a una nueva generación de modelos en el mundo para el mercado eléctrico que es la que concita la mayor atención en la actualidad (Barker *et al.* 1997). Estos modelos están organizados en torno a la existencia de mercados mayoristas en los que se transa electricidad (energía y potencia) y servicios auxiliares. Estos mercados están diseñados para maximizar la competencia en generación y el énfasis está en las transacciones entre las partes. Sus elementos centrales son: se compite por precio y no por costo y el despacho está típicamente basado en los precios ofrecidos por los oferentes (y en consecuencia, los mercados están estructurados como licitaciones [Klemperer, 2000]; el mercado está abierto a todos los participantes en el mercado: generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y los consumidores finales tienen la posibilidad de elegir con quién contratar la provisión del servicio. En este esquema, al igual que en el anterior, hay libertad de entrada a generación y los sistemas de transmisión y de distribución

actúan como *common carriers*. Ejemplos de este tipo de modelo básico son: el Power Pool de Inglaterra y Gales (que opera desde 1990); el Pool de Victoria en Australia (que opera desde 1994); el Nord Pool de los países escandinavos (que opera como pool internacional desde 1996); el Power Pool de Alberta, Canadá (que opera desde 1996) y el California Power Exchange (que opera desde 1998) [ver Newbery, 2000; Von der Fehr y Hardbord, 1998 y Barker *et. al.*, 1997]. Además, hay una serie de otros países que han reformado o están pensando en reformar su legislación eléctrica en esta dirección. Incluso dentro de Estados Unidos, 21 estados, además de California, han reestructurado su mercado eléctrico en el último par de años.

En el caso chileno, el gobierno ha planteado la necesidad de hacer un cambio sustancial al marco regulatorio eléctrico vigente y los cambios van justamente hacia la incorporación de los elementos fundamentales presentes en los marcos regulatorios más avanzados descritos en el párrafo anterior³.

En esta sección, se presenta un breve diagnóstico de la situación actual en el mercado eléctrico chileno. Enseguida se presenta una síntesis de los principales cambios introducidos por el proyecto de ley original (la versión de septiembre de 2000) para continuar con un análisis de las reformas planteadas y algunas recomendaciones. Por la amplitud de las reformas, el análisis se concentra en un subconjunto de ellas.

II.1. Diagnóstico del mercado eléctrico actual⁴

2.1.1. Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)

El funcionamiento de los CDEC ha sido una de las materias que más discusión y análisis ha motivado durante los años en que se ha aplicado el marco regulatorio vigente y ha sido señalado por diversos analistas como

³ La Comisión Nacional de Energía dio a conocer en septiembre de 2000 un Anteproyecto de Reformas a la Ley General de Servicios Eléctricos. Este es el proyecto a que se hace referencia en este trabajo. Entendemos que hay una versión del proyecto que tiene diferencias importantes respecto a la versión de septiembre. Sin embargo, no fue posible tener acceso a ella al momento de escribir este artículo.

⁴ Al escribir esta sección he tenido muy presente opiniones que he escuchado de diversas personas vinculadas al sector eléctrico chileno en distintos foros y seminarios desarrollados durante el último año y medio. Especialmente de Sebastián Bernstein, Hugh Rudnick, Vivianne Blanlot, Renato Agurto y Ricardo Raineri.

uno de los puntos que requiere replantearse respecto a lo que existe hoy día. En el mercado eléctrico, el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) de cada sistema interconectado es el operador del sistema y efectúa la programación estacional, mensual, diaria y horaria de la operación de las unidades generadoras y líneas de transmisión de cada sistema eléctrico; determina el precio spot horario de la energía eléctrica; calcula las transferencias horarias, no comprometidas en contratos, entre generadores del sistema y efectúa mensualmente las liquidaciones correspondientes entre estos agentes, así como los pagos que le corresponde a los propietarios de sistemas de transmisión.

La ley, consistente con una visión más antigua del mercado eléctrico, concibe al CDEC como solamente encargado del despacho físico, sin preocuparse del rol, que también ejerce, de administrador del mercado mayorista. Por esta razón, el CDEC se encuentra conformado exclusivamente por los generadores del sistema y por las empresas de transmisión que funcionan interconectadas entre sí y que superan un determinado tamaño.

Contrariamente, la visión prevaleciente en la actualidad en el mundo, le otorga importancia central al mercado mayorista y separa el rol de administrador de dicho mercado del rol de operador del sistema.

En general, existe la visión de que el CDEC-SIC (Sistema Interconectado Central) funcionó razonablemente bien desde el año 1985 al año 1993, existiendo un bajo nivel de conflictividad en su interior, lo cual es muy importante, porque las decisiones se toman de manera unánime, y un importante nivel de competencia entre generadores. Sin embargo, a contar de esa fecha, los conflictos internos dificultaron su operación exacerbados en parte por la aguda sequía que afectó al país durante el año hidrológico 1998-99 y el aumento en la competencia producido con la llegada del gas natural en 1997, que ha derivado en caídas en los precios de generación. Esta conflictividad ocurre porque los representantes de las empresas se juegan en cada decisión por defender los intereses de su empresa, los cuales pueden ser muy distintos (como ocurre en el SIC) por la composición del parque generador entre centrales térmicas e hidráulicas y por su ubicación geográfica. En los últimos años han habido desacuerdos en prácticamente todos los ámbitos: la determinación de los costos marginales, los pagos por capacidad, los modelos de despacho, la modelación de la transmisión y las estrategias para enfrentar el problema de seguridad en la operación del sistema (Rudnik, 1998).

El CDEC también ha sido criticado por su falta de transparencia. La crítica se origina en que es una institución cerrada con un reglamento

interno que no es público. Tampoco son públicos los modelos que utilizan. Esto es importante porque puede llegar a constituirse en una barrera a la entrada para nuevos inversionistas que quieran participar en la industria. Es muy difícil para un potencial entrante evaluar la factibilidad económica de un negocio de generación o transmisión sin tener acceso a saber cómo opera el CDEC ni cuáles son los códigos de conducta internos. Una modificación reglamentaria de septiembre de 1998 trató de aumentar la transparencia del CDEC, incrementando su independencia de las empresas y el número de participantes al incorporar a las empresas transmisoras, además de los generadores. Además, redujo la capacidad mínima requerida para pasar a formar parte del mismo. Sin embargo, el problema de falta de independencia persiste, puesto que las empresas que forman el CDEC pusieron personas de su confianza en los cargos claves.

2.1.2 Nivel de competencia en generación

La propuesta de reforma a la ley parte de la visión de que el mercado de generación no ha mostrado suficiente competencia y que persisten una serie de barreras a la entrada para potenciales entrantes. Entre ellas destacan: la falta de transparencia en el CDEC, en el que tienen mucha importancia los generadores establecidos; un sistema de transmisión complejo y poco transparente; integración vertical no regulada; falencias en el ámbito de la determinación de tarifas reguladas; deficientes mecanismos de solución de controversias; un mercado regulado excesivamente grande y concesionarias de distribución con un mercado cautivo muy amplio (Comisión Nacional de Energía, CNE, 2000).

Si bien la evolución de las tarifas mayoristas, tanto en el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) como en el SIC han bajado en términos reales de manera significativa durante la última década, lo que no parece consistente con el diagnóstico de la CNE, es claro que se puede avanzar mucho más en materia regulatoria para aumentar y potenciar el grado de competencia en el mercado de generación y traspasarle los beneficios de esa mayor competencia al consumidor y esto es el objetivo principal de la mayor parte de las reformas llevadas a cabo en los distintos países.

2.1.3 Peajes de transmisión

Los sistemas de transmisión y distribución eléctrica presentan economías de escala, por lo que tienden a configurarse como monopolios naturales. En consecuencia, la competencia no es posible en esos segmentos.

El diagnóstico de la CNE es que ahí se requiere una mayor transparencia, de manera que no sea posible discriminar entre generadores en el caso de transmisión en alto voltaje y evitar que se constituyan en obstáculos a la competencia en el segmento de generación. Los principales problemas de la regulación actual con respecto a la transmisión han sido la determinación de los peajes de transmisión y lo que se refiere a las nuevas inversiones requeridas para expandir la red. Respecto a la determinación de los peajes, la regulación no ha podido establecer un procedimiento claro y exento de ambigüedad para hacerlo. La ley establece que los peajes se determinan a prorrata entre los usuarios y debe cubrir las instalaciones que se encuentran dentro del área de influencia, concepto que ha dado lugar a mucha discusión (Díaz y Soto, 2000).

Asimismo, la transmisión a través de las redes de distribución por parte de los generadores también ha evidenciado problemas. En efecto, el sistema de peajes por el uso de las instalaciones de las empresas distribuidoras no se encuentra bien definido en la ley, lo que ha limitado la competencia en el suministro a los grandes usuarios ubicados dentro del área de concesión de una distribuidora. Esto se ha debido fundamentalmente a que los peajes deben ser negociados entre el interesado, ya sea el gran usuario o la central generadora, y la distribuidora, de acuerdo a los conceptos generales establecidos en la ley. La amplitud de tales conceptos, la complejidad del problema involucrado –identificación de las partes de la red que están involucradas en el suministro–, la asimetría de información entre las partes y el interés de la distribuidora en mantener a sus clientes, determinan por desanimar al interesado, sin que se pueda producir una verdadera competencia para servir a grandes clientes.

2.1.4 La necesidad de flexibilizar las señales de precios

Una de las críticas más comunes al marco regulatorio actual del sistema eléctrico y especialmente en el SIC, es la inflexibilidad de los precios regulados (precios de nudo) frente a cambios en la oferta por situaciones de la hidrología o por problemas y demoras en la puesta en marcha de centrales consideradas en el plan de obras que la CNE utiliza para el cálculo de precio de nudo (Díaz *et al.*, 2000; Chumacero *et al.*, 2000; Montero y Rudnick, 2001). Debido a esta inflexibilidad de precios, los clientes regulados (que representan aproximadamente un 60% del consumo en el SIC) no tienen una señal de precios clara que refleje la escasez relativa del bien frente a variaciones de corto plazo en la oferta. Adicionalmente, aun si fuera posible tener precios que reflejaran en todo momento la escasez relativa del bien,

es difícil para un consumidor final de energía observar esos precios al momento de tomar decisiones de consumo. En consecuencia, las señales para reducir su consumo en períodos de escasez y para aumentarlo en períodos de abundancia relativa son muy débiles o inexistentes, lo que no permite una utilización eficiente de la capacidad existente cuando ésta escasea.

2.1.5 Integración vertical y concentración horizontal de las empresas eléctricas

Uno de los temas más polémicos de la Ley Eléctrica vigente es la integración vertical que ha existido en el sector, la cual no está prohibida y que algunos analistas han visto como una barrera a la entrada de nuevos actores al mercado. El problema se produciría por la integración entre segmentos potencialmente competitivos (tales como generación y comercialización) y segmentos con características de monopolio natural (tales como la transmisión y la distribución).

Este tema ha sido objeto de debate en todos los procesos de reforma de mercados eléctricos. Por una parte, hay importantes economías asociadas a la integración entre generación y transmisión desde el punto de vista de la operación y de inversión. Sin embargo, hay potenciales riesgos para los mercados de generación competitivos. Estos riesgos vienen de la posibilidad de discriminación del transmisor en contra de los generadores no relacionados, problemas de manejo de información crucial para el negocio por parte del transmisor y problemas para un desarrollo adecuado de la inversión (Joskow, 2000c).

Frente a estos problemas, ha habido distintas propuestas. Algunas enfatizan la separación funcional, dejando siempre abierta la posibilidad de recurrir a la Ley Antimonopolios si se cree que hay atentados a la competencia en el sector, mientras que otras enfatizan la separación estructural de los segmentos de la industria. En todo caso, al parecer las ventajas de una integración entre generación y transmisión, no parecen ser demasiado grandes a la luz de la evidencia que se ha dado en el SIC, en donde el principal generador y dueño de la transmisión acaba de desintegrarse al vender su filial de transmisión a una firma independiente.

Otro tema que preocupa y que puede ser muy problemático si se adopta algún sistema de bolsa de energía, es la integración horizontal y el alto grado de concentración que existe en generación. En efecto, en el CDEC-SIC, la empresa generadora más grande (en conjunto con sus filiales) tiene alrededor del 60% de la generación y en conjunto con la segunda empresa más grande (también considerando sus filiales) tienen más del

80% de la generación. En el SING, las dos empresas más grandes tienen en conjunto cerca del 70% de la generación (CNE). Es bien sabido que un alto grado de concentración en un mercado no se traduce necesariamente en poder de mercado. Si el mercado es desafiante, o al menos hay bajas barreras a la entrada, la competencia potencial que representa la amenaza de entrada a la industria frente a la existencia de beneficios económicos, disciplinará a las firmas activas, quienes se abstendrán de cobrar precios que puedan inducir la entrada de nuevas firmas a la industria.

El problema es que en generación eléctrica, la entrada de nuevas firmas toma tiempo (entre 3 y 5 años para la tecnología más rápida), por lo que las firmas activas no requieren estar siempre disciplinadas, sino cuando efectivamente enfrentan la entrada de algún competidor. Por otra parte, el hecho de que una fracción importante de los consumidores finales estén aislados de las variaciones de corto plazo en los precios de generación, hace que la demanda sea bastante inelástica, aumentando el poder de mercado. Esto es especialmente cierto para los consumidores residenciales para los cuales la tecnología para implementar la tarificación en tiempo real, aunque está disponible, aún no resulta económicamente conveniente por los elevados costos de medición (Borenstein, 2001).

II.2 Principales modificaciones contenidas en el anteproyecto de la CNE⁵

El anteproyecto de ley se hace cargo de todos los temas mencionados en la sección anterior (y otros también) y para hacerlo introduce modificaciones sustanciales a la Ley Eléctrica. En esta sección, se presentan las principales.

2.2.1 La propuesta se basa en un sistema descentralizado de transacciones a través de contratos bilaterales de suministro de mediano y largo plazo entre agentes del mercado mayorista, constituido por las transacciones entre comercializadores, grandes clientes y distribuidores con generadores. Los contratos deben especificar: precio al cliente final, calidad de servicio y compensaciones.

2.2.2 Los contratos bilaterales son fundamentales para la determinación de precios de mediano y largo plazo y para estructurar el despacho

⁵ Versión pública de septiembre de 2000.

físico, el cual deja de realizarse por orden de mérito según los costos marginales de operación.

2.2.3 Se eliminan los CDEC y se crean dos instituciones nuevas: un administrador del mercado mayorista, la Bolsa de Energía; y un operador del Sistema Interconectado, el OSIS.

La Bolsa de Energía administra un sistema organizado de transacciones de ajuste de corto plazo. La Bolsa recibirá ofertas diarias y horarias de compra y venta de energía y será informada de los contratos de mediano y largo plazo y los compromisos diarios y horarios a que ellos dan origen. Con esos antecedentes, la Bolsa determinará los precios marginales diarios y horarios para cada mercado. Asimismo, elabora programas de despacho que se le entregan al operador físico del sistema interconectado (OSIS). Para garantizar la independencia, transparencia y objetividad, la Bolsa se concesionará por un período de diez años a una sociedad anónima mediante licitación pública. En esta sociedad no podrá tener participación accionaria ninguna empresa eléctrica.

Es interesante hacer notar que además del precio spot determinado en la Bolsa de Energía basado en ofertas, hay un precio de nudo calculado en función de los costos marginales para los clientes regulados.

El OSIS está a cargo de las funciones técnicas del despacho coordinado y de la calidad y seguridad del sistema. Específicamente, debe verificar la compatibilidad técnica del despacho preliminar y de los planes de inyecciones y retiros entregados por la Bolsa de Energía. También debe modificar los planes preliminares de despacho en caso de que hayan restricciones de congestión, administrar los mercados de servicios auxiliares, tales como la regulación de frecuencias o la generación de apoyo ante fallas intempestivas y administrar el mercado de la energía en tiempo real.

Al igual que en el caso de la Bolsa de Energía, el OSIS será una empresa concesionaria independiente de las empresas de generación, distribución y comercialización. Las empresas de transmisión pueden participar en la sociedad operadora del sistema.

2.2.4 Con el objetivo de aumentar la competencia en el mercado de los clientes libres y siguiendo la tendencia que se observa en otros países del mundo (Reino Unido, Noruega, EE.UU), se introduce un nuevo agente al mercado: los comercializadores, que son sociedades anónimas de giro exclusivo que pudiendo tener acceso a las redes de transmisión y distribución pueden hacer contratos con el objetivo de comprar y vender energía eléctrica para suministrar a los clientes libres.

2.2.5 Se amplía el mercado de clientes libres para darle mayor profundidad. Para ello se rebaja el límite de los clientes libres de 2000 KW a 200 KW en un plazo de tres años. En consecuencia, los consumidores del sistema eléctrico quedan divididos en regulados y no regulados. Los regulados son aquellos con demanda entre 0 y 200 KW, que sólo podrán contratar su suministro con las empresas distribuidoras en cuya área de concesión se ubican. Los no regulados se dividen en: grandes clientes, que son aquellos con demandas por sobre los 2000 KW y que pueden libremente contratar con las generadoras, comercializadores, distribuidoras y transmisores, y aquellos consumidores cuya demanda está entre 200 y 2000 KW. Este último grupo de consumidores, sólo podrá ser abastecido por comercializadores.

2.2.6 El proyecto también contiene disposiciones para tratar situaciones de déficit otorgándole facultades especiales a la CNE y al Ministerio de Economía para poder intervenir en el mercado a través de la apertura de un poder comprador y vendedor financiados con un subsidio del Estado.

2.2.7 La regulación de la transmisión, considerada un segmento no competitivo de la industria, considera restricciones a las condiciones de propiedad y gestión de los sistemas y modificaciones al sistema de tarificación.

Respecto a las restricciones a la propiedad, se limita la integración entre transmisión y cualquier otro segmento de la industria. Se establece que ninguna empresa que opere en cualquier otro segmento del sector eléctrico podrá tener una participación accionaria superior al 8% del Sistema de Transmisión Troncal, definido por la CNE, y la participación del conjunto de empresas generadoras y comercializadoras no podrá superar el 40%. Los cambios al sistema de tarificación de la transmisión buscan aumentar la transparencia y eliminar la posibilidad de discriminación entre usuarios. La inversión de cada tramo de los sistemas será pagada por quienes transan energía en función del uso comercial que hacen de éstos y los costos de operación y mantenimiento serán pagados en función del uso físico de la red.

2.2.8 En cuanto al otro segmento no competitivo, la distribución, la propuesta separa las funciones de comercialización y transporte a nivel de distribución. Para los comercializadores, el distribuidor es un transportista al cual deben pagarle un peaje de transmisión. Para los consumidores

regulados, el distribuidor es comercializador y transportista a la vez, al cual se debe pagar la tarifa de distribución. Es interesante notar que, a diferencia de lo que sucede en transmisión, no hay restricciones a la integración de la propiedad entre distribuidores y comercializadores. Además, se modifica el procedimiento de fijación de tarifas del segmento de distribución, de manera que cada cuatro años se revisen las tarifas sólo en función de los cambios en costos ocurridos en el período.

II.3 Reformas a la Ley Eléctrica: Análisis y recomendaciones

Al analizar posibles reformas a la Ley Eléctrica, se debe tener en cuenta que la regulación en los mercados eléctricos es un tema que en el mundo concita enorme interés y debate no sólo entre los especialistas sino también a nivel de la opinión pública. El caso que ha alcanzado mayor notoriedad es el de la reforma en California, estado que desreguló su mercado eléctrico en marzo de 1998. Los frecuentes cortes intempestivos de suministro ocurridos y las alzas de precios (que alcanzaron al 270% respecto al año anterior) que se registraron en el mercado mayorista durante el verano pasado motivaron tal descontento de parte de los consumidores que la *Public Utilities Commission* de California tuvo que imponer un precio máximo para protegerlos. Esta es una medida que no puede perdurar por mucho tiempo debido a que las empresas distribuidoras deben comprar la electricidad en el mercado mayorista a un precio mucho mayor que el que pueden cobrarle a los consumidores. De hecho, las dos mayores empresas de distribución (Southern California Edison y Pacific Gas & Electric Co.) están al borde de la quiebra con una deuda de más de US\$10 billones⁶. Esta situación ha generado un ambiente muy negativo frente a la desregulación del mercado eléctrico lo que está teniendo consecuencias en los planes de reformas al sector que tienen otros estados de EE.UU.⁷

El otro aspecto a tener en cuenta es que no hay en la actualidad un modelo regulatorio que domine claramente a los demás. Hay algunos que tienen elementos que parecen funcionar mejor que otros y lo que se observa es que los países están continuamente tratando de corregir y perfec-

⁶ Energy Survey, *The Economist*, February 10, 2001.

⁷ Ver, por ejemplo, *San José Mercury News*, Sunday August 27th, 2000, "In the dark, California Consumers Haven't Seen the Benefits of Deregulating the Electrical Industry Yet-What went Wrong"; *The Economist*, August 26th, 2000, "A Shocking Backlash"; *Los Angeles Times*, December 9th, 2000, "How State's Consumers Lost with Electricity Deregulation".

cionar sus marcos regulatorios, dejando en evidencia que la regulación es un proceso dinámico y continuo y que toma tiempo el poder evaluar su desempeño sin estar exclusivamente centrado en la evolución de corto plazo de los mercados.

El proyecto de reforma organiza el mercado en base a contratos bilaterales físicos entre los agentes del mercado mayorista con el fin de darle mayor importancia que en la actualidad a los contratos negociados entre privados. El despacho se hace en función de los contratos bilaterales acordados fuera de la Bolsa, así como de las transacciones que ocurran dentro de ella. Este es un esquema similar al que existe en el sistema adoptado en el Nord Pool (el mercado común de electricidad en el que participan Noruega, Suecia, Dinamarca y Finlandia) [Barker *et al.*, 1997; y en California (Newbery, 2000)].

La separación de los CDEC en dos entidades distintas, la Bolsa de Energía y el Operador del Sistema, reconoce explícitamente que la operación del mercado mayorista y la operación del sistema, son actividades diferentes. Sin embargo, en los modelos regulatorios más modernos, se encuentran casos en que estas dos actividades las desarrollan instituciones separadas e independientes, como es el caso de California, y otros en los cuales la misma institución es a la vez operador de la Bolsa y del sistema, como el de Inglaterra y Gales, Argentina y el Nord Pool.

En California existe la Bolsa de Energía, llamada PX (*Power Exchange*), en la que se transa alrededor del 85% de la electricidad consumida en el estado y existe el Operador Independiente del Sistema (ISO) cuyo rol fundamental es estabilizar el flujo de electricidad.

En el caso del Nord Pool, sus dueños son los dueños de las redes de transmisión y no existe un solo operador del sistema sino que cada compañía de transmisión provee los servicios de operación del sistema con la responsabilidad de manejar y balancear el sistema en cada país que pertenece al pool (Carlsson, 1999). De cualquier forma, la mayor parte de la energía se transa a través de contratos y solamente cerca de un 16% del total de la energía consumida en Noruega y Suecia se transa en la Bolsa (Von der Fehr y Hardbord, 1998).

En general, no hay una posición única que domine a las otras en términos de cuál es la mejor manera de diseñar la institucionalidad y la forma en que ésta se organiza y gobierna con el fin de garantizar un funcionamiento independiente y transparente. Sin embargo, parece razonable requerir que el administrador del mercado mayorista y el operador del sistema (que pueden ser la misma institución) no tengan interés económico en ninguna empresa que participe en el mercado mayorista (generadores, distribuido-

res, grandes clientes y comercializadores) y deberían permanecer indiferentes si los precios están altos o bajos. Deberían, a la vez, procurar que los precios de los servicios auxiliares sean lo más bajos posibles y tener un incentivo para minimizar el *spread* entre los precios de oferta de compra y de venta (Barker *et al.*, 1997).

En este sentido, es importante avanzar hacia una institucionalidad en el mercado eléctrico en la cual las funciones de operador del sistema y la de administrador del mercado mayorista se realicen por instituciones independientes de los agentes que participan en dicho mercado. Para ello se debe modificar la actual estructura institucional y de gobierno de los CDEC a fin de darle al mercado la garantía de independencia necesaria para que los agentes puedan competir en igualdad de condiciones y sin que ellos se conviertan en una barrera a la entrada para la industria.

Pero, más que su estructura, a juzgar por la experiencia internacional, el tema que ha probado ser más crítico respecto a la creación de la Bolsa de Energía es el del poder de mercado. El objetivo de hacer una reforma a la regulación del mercado eléctrico es promover la competencia en generación con el fin de que, sin necesidad de regular tarifas ni entrada a la industria, el mercado produzca de manera eficiente, provea los incentivos adecuados para que exista entrada eficiente a la industria y que los beneficios de la mayor competencia se traspasen a los consumidores. La preocupación por la existencia de poder de mercado proviene de la evidencia acumulada de la operación de los mercados de Inglaterra y Gales durante la década de los noventa y de la experiencia de California el año recién pasado (Wolfram, 2000,1999; Borenstein, Bushnell y Wolak, 1999; Joskow, 2000; Borenstein y Bushnell, 2000; Borenstein, 1999; y Newbery, 2000).

En el Nord Pool no se ha reportado evidencia de ejercicio de poder de mercado. Sin embargo, se trata de un mercado bastante grande con alrededor de 200 empresas que transan para satisfacer un consumo anual del orden de los 360 Terawatt-hora, que es mayor que el consumo en el Pool de Inglaterra y Gales (Carlsonn, 1999).

En cambio, en el caso de Inglaterra y Gales se ha culpado al elevado grado de concentración horizontal de los problemas de poder de mercado que se han presentado (Newbery, 2000). También se le ha asignado una cuota de culpa a la manera en que se ha organizado la bolsa de energía y los incentivos que otorgan las licitaciones que ahí se conducen (Klemperer, 2000; Wolfram, 2000). En el caso de California, aun cuando el mercado se muestra relativamente más desconcentrado que el de Inglaterra y Gales, producto de desinversiones realizadas por los dos generadores do-

minantes durante el primer semestre de 1998 que dejaron las plantas térmicas de California repartidas de manera más o menos igualitaria entre siete generadoras, el tema del poder de mercado también ha surgido con mucha fuerza (Borenstein, Bushnell, y Wolak, 2000; Joskow, 2000^a).

El problema principal asociado con el poder de mercado es que tiene consecuencias negativas sobre la eficiencia del mercado. Una de las principales características de cualquier mercado eficiente es que el precio es igual (o está cerca) al costo marginal de producción. Sin embargo, si la Bolsa de Energía se organiza como una licitación de último precio o de precio uniforme, en que el precio marginal del sistema se determina por la oferta de la central más cara llamada a generar durante un cierto período de tiempo (generalmente, media hora), generará incentivos para que las generadoras distorsionen sus ofertas ofreciendo precios mayores para las firmas marginales y de esa manera aumentar los ingresos de todas sus plantas inframarginales.

Este incentivo no existiría o sería mucho menor si hubiese un número grande de generadores independientes de manera que ninguno pudiera afectar el precio mediante comportamiento estratégico. En este caso, la mejor estrategia es ofrecer un precio igual al costo marginal. Si el precio marginal lo determina otra generadora, entonces al ofrecer su costo marginal obtiene como utilidad el precio marginal menos su costo marginal. Si ofrece un precio mayor que su costo marginal y por sobre el precio marginal del sistema, no será llamada a producir y dejará de recibir los beneficios. Si ofrece un precio menor que su costo marginal, corre el riesgo de ser llamada a generar incurriendo en pérdidas (Newbery, 2000).

Wolfram (2000) argumenta que los esquemas de licitación de precio uniforme generan incentivos para que algunos oferentes tengan incentivos unilaterales para aumentar precios y la evidencia para Inglaterra y Gales ha mostrado que la existencia de capacidad inframarginal ha tenido un efecto en las ofertas hechas en el mercado eléctrico.

Adicionalmente, el poder de mercado afecta el despacho eficiente de las generadoras. La manera en que una generadora puede ejercer poder de mercado es retirando parte de su generación del mercado (o aumentando su precio de oferta). Dado que la elasticidad de demanda es bastante baja, otra generadora menos eficiente debe empezar a producir con el efecto que el costo total de satisfacer la demanda no se minimiza (Borenstein, 1999).

El problema fundamental con el mercado eléctrico es que es especialmente vulnerable al poder de mercado, incluso con niveles bajos de concentración de mercado. La demanda, que no responde a las señales de pre-

cios en el corto plazo (porque no las ve o porque simplemente tiene poca capacidad de respuesta) y la oferta que también es bastante inelástica en el corto plazo, hace que puedan haber momentos en que un generador que está proveyendo solo un pequeño porcentaje de la producción total, se convierta en un oferente clave para satisfacer la demanda. En otras palabras, el generador puede pedir un precio muy alto por su energía y se lo van a pagar (Borenstein, 1999). Esto pasó en Inglaterra y también en California (Borenstein, en *Los Angeles Times* [Diciembre 2000] y Joskow, 2000a).

Esta es la gran preocupación respecto al funcionamiento de la Bolsa de Energía en Chile. Tal como se argumentó, la generación en Chile está altamente concentrada horizontalmente, lo que aumenta la posibilidad de que los precios de la Bolsa sean manipulados de manera estratégica en un mercado que es especialmente sensible al poder de mercado. En este sentido, nuestra opinión es que el mercado eléctrico chileno no está maduro para avanzar hacia la creación de una Bolsa de Energía. Avanzar hacia una mayor desregulación del mercado eléctrico puede traer enormes beneficios, pero también se corre el riesgo de que si no se toma en serio el potencial poder de mercado, se puede desacreditar al mercado y frenar los procesos de liberalización de los mercados, tal como ha ocurrido en Inglaterra y como está ocurriendo ahora en California.

En ese sentido, es necesario avanzar, en forma previa a la creación de la Bolsa de Energía, hacia una profundización del mercado, un aumento de su desafiability; hacia una mayor visibilidad por parte de los consumidores de los precios de escasez que enfrentan de manera que puedan reaccionar frente a variaciones en los precios y hacia una mayor utilización de contratos de suministro de largo plazo acordados libremente entre los agentes.

Respecto a la flexibilización de precios, la experiencia en California muestra que es fundamental que los consumidores tengan los incentivos adecuados para reducir sus consumos en momentos de reducida capacidad de generación. Esto permite mitigar problemas de poder de mercado, ya que las firmas se enfrentan a una curva de demanda más elástica. Existen distintas propuestas de flexibilización de precios que consisten en traspasar, total o parcialmente, los precios del mercado mayorista al consumidor final (Borenstein, 2001; y Montero y Rudnick, 2001). Dependiendo de las capacidades de medición y control a nivel de consumidor final, la flexibilización puede variar desde ajustes mensuales en los precios hasta una tarificación en tiempo real (o tarificación horaria). La tecnología para implementar la tarificación en tiempo real está disponible y se estima económicamente conveniente en grandes y medianos consumidores (Borenstein,

2001). Es posible que para los consumidores residenciales la tarificación horaria tenga que esperar hasta que los costos de medición caigan aún más. En el intertanto, se puede utilizar un sistema de precios que se ajusten mensualmente⁸.

La flexibilización de precios pareciera tener un importante costo político en la medida que los consumidores finales pueden no estar dispuestos a enfrentar la variabilidad y los riesgos que ello implique. Ciertamente que la flexibilización y estabilidad de precios son políticas incompatibles, pero no así la flexibilización de los precios y la estabilidad en la cuenta mensual. En rigor, los clientes finales están preocupados de la estabilidad de sus cuentas mensuales y no de la variación horaria del precio. Una forma de estabilizar las cuentas mensuales de los consumidores es ofreciendo planes de pago. Borenstein (2001) diseña un mecanismo simple en que el consumidor observa el costo real de la generación sin estar sujeto a una volatilidad en sus cuentas. Naturalmente, algunos consumidores van a preferir la estabilidad de precios y van a querer contratar precios estables por un largo período de tiempo. Pero también existirán otros que van a preferir planes de pago mensual estables con precios variables.

La mayor flexibilidad de precios, junto a contratos de suministro de largo plazo, como una forma en la que tanto consumidores como oferentes pueden suavizar las variaciones de precio en el mercado spot debieran ser elementos esenciales del funcionamiento de un mercado eléctrico desregulado.

La libre contratación entre los agentes requiere de un mercado más profundo que el actualmente existente. Colaboraría en este sentido, la ampliación del mercado de clientes libres al rebajar el límite de 2 MW de demanda. Mientras mayor sea el número de agentes que puedan contratar en el mercado a precio no regulado, más profundo y activo será ese mercado. Bajo esta concepción de mercado, basada en contratos y en una Bolsa de Energía, no parece necesario mantener el precio de nudo, calculado por la CNE para los clientes regulados. Lo que se observa en prácticamente todos los mercados organizados de energía en el mundo son alguna forma de precios techo, que restringen el grado posible de ejercicio de poder de mercado. El tema es determinar cuál es el precio techo adecuado debido a que es bien sabido que bajo condiciones de información asimétrica, exis-

⁸ Dentro de la flexibilización de precios también se ha propuesto compensar a los consumidores por reducción de consumo cuando la capacidad del sistema es insuficiente (Chumacero *et al.*, 2000). La gran diferencia con la propuesta anterior, es que esta última requiere estimación de la línea base de consumo y sólo actúa cuando los precios suben.

te un dilema entre incentivos a la eficiencia y transferencia de renta a la firma.

Otra medida para profundizar el mercado eléctrico es la introducción de un nuevo agente al mercado, como son los comercializadores. Esto sería una modificación importante con respecto a lo que existe en la actualidad en que los clientes libres sólo pueden comprar energía a generadores o distribuidores, dándose el caso de que a menudo los generadores no desean competir con los distribuidores porque éstos representan un mercado atractivo que no les conviene perder en términos del volumen que representan y del precio estabilizado (precio de nudo) al que compran.

Consecuentemente, los grandes usuarios ubicados en la red de un distribuidor carecen a menudo de alternativas reales para negociar, si no es con el propio distribuidor. La existencia de comercializadores abre la posibilidad para que los consumidores puedan elegir a quién le compran su suministro, lo que aumentaría la competencia con el consecuente beneficio para los consumidores. Sin embargo, hay autores que han planteado que lo realmente importante no es que exista competencia entre comercializadores, sino que exista una manera en que los consumidores puedan acceder directamente al mercado mayorista y beneficiarse de la competencia que existe en el mercado de la generación. Joskow (2000), en particular, plantea que los comercializadores significarán costos adicionales al sistema, los cuales sólo se justifican si proveen a los consumidores servicios de valor agregado por sobre lo que el consumidor puede obtener comprando directamente en el mercado mayorista⁹.

Para que puedan existir los comercializadores y para que los consumidores puedan acceder al mercado mayorista es necesario establecer la distinción entre el rol de transportista que tiene el distribuidor de su rol de comercializador y establecer peajes de distribución para remunerar al distribuidor por el uso de su red. Una manera de hacerlo es usando los valores agregados de distribución que determine la CNE para cada área típica de distribución. Tal como se indicó más arriba, el perfeccionamiento de este sistema tiene por objeto asegurar a las generadoras y comercializadoras el acceso a las redes de distribución, lo que a su vez fortalece la facultad de los medianos y grandes clientes para contratar el suministro de energía directamente con cualquiera de ellos y permite al distribuidor cobrar por el uso de su red.

⁹ Este tema ha sido bien polémico. Ver por ejemplo, la respuesta de Littlechild (2000).

Este aspecto es muy importante también por los desarrollos tecnológicos recientes que se están dando en electricidad con la aparición de los llamados Sistemas de Generación Distribuidos, que abren la posibilidad de generar con plantas pequeñas, ubicadas cerca de los centros de consumo y que pueden conectarse directamente a las redes de distribución existentes o crear sus propias microrredes que compitan con las opciones hoy existentes para los consumidores (*The Economist*, 5 de Agosto de 2000).

Este último desarrollo tecnológico sirve para aumentar la desafiabilidad de los mercados eléctricos, que es un punto central que ayuda a tener un mayor grado de competencia. Asimismo, ayuda a este mismo fin lo que se pueda hacer respecto a la interconexión de redes, el SIC con el SING o con Argentina, y la reducción y simplificación de los procedimientos para la aprobación de los proyectos de generación.

Tal como se mencionó en el diagnóstico, respecto a las restricciones a la integración vertical entre transmisión y generación, no hay una opinión única. Sin embargo, creemos que no es conveniente establecer en una ley sectorial, límites a la propiedad. La experiencia en otros sectores ha mostrado que estos límites tan precisos, para los cuales en general no hay una justificación teórica, rigidizan innecesariamente el sector. Una alternativa, a mi juicio superior, sobre todo si se modifica la institucionalidad antimonopolios, es utilizar la legislación general antimonopolios en caso de ser necesario.

Por último, es necesario avanzar hacia una mayor flexibilización para que los consumidores estén conscientes de las variaciones de precios en tiempo real. Sólo de este modo recibirán las señales apropiadas y tendrán los incentivos necesarios para variar sus decisiones de consumo.

III. SECTOR TELECOMUNICACIONES

El sector de las telecomunicaciones es un sector en que el desarrollo tecnológico ocurre a velocidades vertiginosas que hacen que la regulación en este sector sea frecuentemente superada por los hechos. Esto genera una situación en que los reguladores sectoriales deben ir reaccionando frente a casos y hechos que no estaban previstos por la regulación.

Los distintos subsectores en telecomunicaciones, pero particularmente la telefonía fija, han experimentado un fuerte cambio en la situación del mercado desde una estructura que estaba caracterizada como un monopolio natural hacia una con mayores y crecientes posibilidades de competencia.

Entre los avances tecnológicos más significativos para que se genere una competencia efectiva en telefonía fija están aquellos que permiten el acceso directo a los consumidores finales por medios alternativos al tradicional par de cobre de la compañía de telefonía local. Uno de ellos es a través de medios de transmisión inalámbricos *wireless*, los que requieren como insumo esencial frecuencias en el espectro radioeléctrico. La otra alternativa proviene de las redes de televisión por cable, las cuales pueden convertirse en redes bidireccionales para la prestación de servicios de voz y datos.

Además, han surgido servicios, como por ejemplo la telefonía móvil, cuyas redes pueden llegar a constituir otra forma de acceso a los clientes finales¹⁰. La utilidad de toda red depende del número de puntos que sea capaz de unir. En general, para que un nuevo servicio tenga aceptación, debe estar conectado con los servicios ya existentes. Es aquí donde cobra fundamental importancia los aspectos relacionados con la interconexión de las redes (tarifas de acceso, puntos de acceso, condiciones de acceso, calidad de servicio, etc.).

Por otra parte, los desarrollos tecnológicos han ido permitiendo que las diferentes plataformas de red puedan transportar y proveer esencialmente los mismos servicios, rompiéndose el vínculo tradicional que existía entre los medios físicos y los servicios provistos por ellos.

En ese contexto, la regulación debe enfrentar importantes desafíos con fin de que la competencia, que ha ido surgiendo en el sector, aumente y se fortalezca para el beneficio de los consumidores. Dos temas de relevancia en esa dirección son la asignación del espectro radioléctrico y el de acceso e interconexión de redes.

El espectro es un recurso escaso esencial para los servicios móviles e inalámbricos. El acceso e interconexión es fundamental para que cualquier usuario pueda comunicarse con otro usuario y que los proveedores de servicios también puedan acceder a ese usuario en condiciones no discriminatorias y justas.

III.1 Asignación de frecuencias para telefonía móvil

El año pasado, diversos países en Europa (Inglaterra, Francia, Alemania, Holanda e Italia) y también Estados Unidos (que recientemente ven-

¹⁰ De acuerdo a datos de Subtel, el número de usuarios de telefonía móvil llegó a 3.401.525 y el número de líneas de telefonía fija en servicio alcanzó a las 3.365.039 durante el 2000.

dió una porción de espectro, la primera en cuatro años que han realizado) efectuaron licitaciones para asignar porciones disponibles de espectro para servicios de telefonía móvil (*The Economist*, 6 de mayo y 28 de octubre de 2000; Klemperer, 2000). En Chile la Subtel (Subsecretaría de Telecomunicaciones) se encuentra en proceso de licitar 30 Mhz también para telefonía móvil.

Mientras en algunos de estos países la asignación de frecuencias se realiza a la mejor oferta, en la forma de una licitación, es decir, a quien ofrece más dinero, como en el caso de EE.UU., Inglaterra y Alemania, otros han preferido lo que se ha llamado en la literatura un *beauty contest*, según el cual los operadores de las licencias de telefonía móvil se eligen según el proyecto que presentan y su habilidad para ofrecer una red segura y confiable y ciertos niveles de cobertura.

Es importante aprender de las experiencias de otros países y de la experiencia recogida de las anteriores licitaciones de espectro para telefonía móvil realizadas en nuestro país a fin de no repetir errores que se han cometido en el pasado.

Hacia fines de 1988 la Subtel otorgó a cuatro empresas las concesiones en 800 MHz. para telefonía móvil. La asignación de dos frecuencias nacionales, sin embargo, se subdividió en cuatro: CTC Celular quedó en las regiones V, XI, XII y Metropolitana; Bell South en las Regiones V y Metropolitana; Telecom en las Regiones I a IV y VI a X y VTR, además de las regiones abarcadas por Telecom, en las regiones XI y XII.

El hecho de que las concesiones en la banda de 800 MHz hayan sido otorgadas regionalmente no aumentó la competencia e indujo a la formación de alianzas comerciales. Así, hacia fines de 1997, CTC Celular y VTR firmaron un acuerdo comercial, que posteriormente llevó a la fusión de ambas, y a través del cual se creó Startel, la que consiguió cobertura nacional. Este cambio aumentó la concentración de la telefonía móvil sólo en las regiones XI y XII; en ellas, sin embargo, Startel debió liberar una de las dos concesiones que quedaron a su disposición

En noviembre de 1995 la Subtel llamó a concurso público para asignar tres concesiones nacionales de telefonía en la banda de 1900 MHz para operar el sistema móvil PCS,. El proceso de licitación, así como el inicio de la operación del sistema PCS iniciado en marzo de 1998, fue cuestionado en diversas instancias¹¹.

¹¹ Para una descripción más detallada ver Paredes y Sánchez (1999).

Las bases del concurso público para las concesiones de la frecuencia de 1900 MHz, consideran aspectos técnicos, pero sin duda son los aspectos económicos los que las distinguen. El punto económico central de las bases es el criterio de asignación de las concesiones, el que si bien se denomina “proyecto técnico”, es fundamentalmente de cobertura. En él se detallan las instalaciones y operación de la concesión, pero es el tipo y zona de servicio y los plazos de ejecución y de puesta en servicio los que se ponderan más significativamente. En términos simples, las bases privilegiaron fundamentalmente cobertura y rapidez.

Podría pensarse que el esquema de asignación usado en Chile tiene cierta equivalencia a una licitación en base a la menor tarifa cobrada a los consumidores. Ello, sin embargo, no es así y es muy improbable que, como criterio, haya sido el que estuvo detrás del diseño de las bases. En efecto, una equivalencia entre mayor tráfico y menor precio es válida, pero mayor tráfico no está asociado a cobertura geográfica, sino a demanda. La demanda varía muy fuertemente en Chile a través de sus distintas regiones y zonas dentro de una misma región y los criterios de ponderación que se dieron en las propuestas dependieron de la población y no de la demanda. Con ello, el perfil socialmente óptimo de la inversión y de las tarifas no es necesariamente óptimo desde el punto de vista social. Por un lado, la inversión se adelanta y en base a una concepción de no discriminación contenida en la Ley de Telecomunicaciones, se generan subsidios cruzados entre áreas.

Además, tal como se argumenta en Paredes y Sánchez (2000), existe el problema de que el haber licitado en función de la cobertura indujo a la renegociación por dos vías: la presión por extender plazos y modificar los proyectos originales según se hizo la adjudicación; y en segundo lugar, a través de presiones para introducir cambios en la legislación que permitan un mejor posicionamiento de las empresas concesionarias de PCS. Esto limita la calidad y credibilidad del contrato y no ayuda a fomentar mayor competencia en el sector.

No hay que perder de vista que el objetivo principal de una licitación de espectro debiera ser la eficiencia económica, es decir, lograr asignar el recurso escaso, que es el espectro, de manera de maximizar la suma del excedente del consumidor más el excedente del productor. Objetivo secundario debiera ser el recaudar ingresos para el Gobierno. Sin embargo un problema que surge es que los consumidores no participan directamente en las licitaciones, de manera que la forma de considerarlo es creando suficiente competencia en el mercado. La razón es que sabemos de la teoría microeconómica que el excedente del consumidor y la eficiencia en ge-

neral crecen al aumentar los niveles de competencia. Luego, la licitación puede adoptar como un objetivo que se acerca al original el fomentar al máximo la competencia y la entrada de firmas viables económicamente al mercado. Esto se puede hacer mediante el diseño cuidadoso de las bases de licitación, lo cual no es un tema simple y merece cuidadoso estudio.

III.2 Acceso e interconexión de redes

Una de las características centrales de las telecomunicaciones es que para poder obtener los beneficios de la competencia y de las externalidades de red, las diversas redes (existentes y entrantes) deben interconectarse. Debido a que, en general, los operadores que están activos en la industria no tienen los incentivos adecuados para permitir el acceso a sus redes a nuevos operadores, la interconexión debe ser regulada tanto en términos económicos como técnicos. Esto implica que la regulación debe establecer los cargos de acceso que los entrantes deben pagar a los propietarios de la red existente por su uso y también las condiciones técnicas bajo las cuales se hacen esas interconexiones. El mercado de las telecomunicaciones no podrá ser verdaderamente competitivo si no existen las condiciones económicas y técnicas de interconexión que induzcan decisiones eficientes de inversión y producción tanto para los entrantes como para los operadores activos.

En el caso chileno, el mercado de las telecomunicaciones se caracteriza por la existencia de una empresa que continúa siendo dominante en telefonía básica, y que tiene la capacidad de prestar una multiplicidad de servicios de telecomunicaciones. En efecto, la principal compañía de telefonía básica (Telefónica CTC Chile), tiene una participación de mercado en telefonía fija local cercana al 85% de las líneas. Debido a que todos los operadores de telecomunicaciones (de telefonía fija local, móvil y de larga distancia) dependen de la red de telefonía fija de CTC, ya que la mayor parte del tráfico que ellos comercializan se origina o termina en esa red, la empresa dominante posee un insumo esencial para que el resto de las operadoras pueda prestar sus servicios.

Dada esta característica actual del mercado, la fijación de las tarifas y los términos y condiciones en que se da la interconexión es crucial. La regulación chilena estableció en la Ley de 1982, la obligatoriedad de interconexión bajo los estándares técnicos que la Subtel determinara, para todas las firmas participantes en el mercado. Sin embargo, desde esa fecha hasta 1994, hubo una significativa cantidad de litigios y reclamaciones ante las

comisiones antimonopolios¹². Las reformas a la ley introducidas en 1994, introdujeron procedimientos y normas más detalladas respecto a la interconexión de redes, lo que mejoró sustantivamente la posición negociadora de las empresas entrantes y redujo las disputas y los juicios relacionados con la interconexión. Las normas más significativas que se introdujeron fueron: a) que se aplican a todos los operadores de telefonía; b) se definieron los puntos de terminación de red para las interconexiones y c) se estableció que los servicios provistos a través de las interconexiones y los servicios que las compañías telefónicas proveen a otros portadores, están sujetos a regulación tarifaria. Entre los servicios que se pueden prestar a través de la interconexión de redes de dos compañías de telecomunicaciones están, por ejemplo, los de facturación, medición y tasación de llamadas.

Posteriormente, en septiembre de 1995, la Subtel estableció un procedimiento detallado y plazos (tres meses) para aceptar las interconexiones telefónicas. Estas normas hacen que en la actualidad sea difícil para los propietarios de red existentes, negar, demorar o cobrar de manera excesiva por las interconexiones (Díaz y Soto, 2000).

Donde han persistido problemas es en la fijación de los cargos de acceso, los que de acuerdo a la ley se deben hacer de acuerdo a un modelo de empresa eficiente. Diferentes autores han identificado serios problemas en la manera en que se determinan las tarifas de acceso¹³.

A la luz de esos problemas y de la necesidad de que se desarrolle adecuadamente la competencia, los cargos de acceso deben ser estudiados y probablemente sea necesario redefinir los procedimientos y los modelos conceptuales que los sustentan. Sin embargo, esto no es tarea fácil. De hecho, el tema de la determinación de cargos de acceso eficientes es una preocupación permanente de los reguladores en EE.UU y Europa (ver Valetti y Estache, 1998; y Valetti, 1998). Hay también bastante discusión académica al respecto. Las alternativas metodológicas van desde la “Regla ECPR” (*Efficiente Component Pricing Rule*) de Baumol y Willig hasta la regla de Ramsey, pasando por reglas contables¹⁴. Sin embargo, su importancia hace necesaria una revisión y replanteamiento de este tema.

¹² Ver Díaz y Soto (2000) para una síntesis histórica de las presentaciones ante las comisiones antimonopolios relacionadas con problemas de interconexión.

¹³ Ver, por ejemplo, San Martín y Fuentes (2000) y Díaz y Soto (2000).

¹⁴ Ver, Laffont y Tirole (2000) para una discusión detallada de las distintas reglas de tarificación de cargos de acceso.

IV. A MODO DE CONCLUSIÓN

A lo largo de este capítulo hemos analizado una serie de aspectos relativos a los marcos regulatorios vigentes y algunas reformas que han estado en la discusión pública, de los sectores electricidad y telecomunicaciones. El análisis y las propuestas que de él se derivan, han tenido como objetivo buscar reformas regulatorias que promuevan la competencia y que sus beneficios se transfieran a los consumidores. A modo de conclusión presentamos un resumen de las principales modificaciones propuestas.

	Tipo de Reforma		
	Legal	Reglamentaria	Gestión
Reforma Propuesta Sector eléctrico			
Modificar la actual institucionalidad de los CDEC	√		
Flexibilizar los precios que enfrenta el consumidor final	√		
Promover la suscripción de contratos de suministro de largo plazo			√
Rebajar el límite que define el mercado de clientes libres	√		
Fijar cargos de acceso por el uso de la red de distribución	√	√	
Interconexión SIC-SING y con Argentina			√
Reforma Propuesta Sector Telecomunicaciones			
Modificar el mecanismo de asignación del espectro radioeléctrico	√		
Estudiar y redefinir los cargos de acceso	√		√

Referencias Bibliográficas

- Armstrong, Mark, Cowan, Simon and Vickers, John (1994), "Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience", MIT Press.
- Barker, Jr. James, Bernard Tenenbaum, Fiona Woolf (1997) "Governance and Regulation of Power Pools and System Operators, An International comparison", *World Bank Technical Paper N° 382*.
- Borenstein, Severin (2001), "The Trouble with Electricity Markets (and Some Solutions)", Power, PWP-081, January.
- _____ (1999), "Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets", Power, PWP-067, August.
- _____, James Bushnell (2000), "Electricity Restructuring: Deregulation or Reregulation?", Power, PWP-074, February.
- _____, James Bushnell, and Frank Wolak (1999), "Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Market", Power, PWP-064 July.
- Carlsson, Lennart (1999), "International Power Trade-The Nordic Power Pool", Public Policy for the Private sector, January.
- Comisión Nacional de Energía, Ministerio de Economía (2000), Anteproyecto, Ley General de Servicios Eléctricos, Documento para la Discusión Pública, Septiembre.
- Chumacero, Rómulo, Ricardo Paredes, José Miguel Sánchez, (2000) "Regulación para Crisis de Abastecimiento: Lecciones del Racionamiento Eléctrico en Chile", *Cuadernos de Economía*, Año 37, N° 111, pp. 323-338 agosto.
- Díaz, Carlos, Alexander Galetovic y Raimundo Soto (2000), "La Crisis Eléctrica de 1998-1999: causas, consecuencias y lecciones", *Estudios Públicos*.
- _____ y Raimundo Soto (2000), "Open-Access Issues in the Chilean Telecommunications and Electricity Sectors", January, mimeo, BID.
- Jehiel, Phillipe and Moldovanu, Benny (2000), "A Critique of the Planned Rules for the German UMTS/IMT 2000 License auction" Draft, March.
- Joskow, Paul (2000a), "Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector", Discussion Draft, February.
- _____ (2000b), "Why Do We Need Electricity Retailers? Or Can You Get it Cheaper Wholesale?", Paper February 13.
- _____ (2000c), "Electricity Markets and Vertical Integration", MIT, July 14.
- Klemperer Paul (2000), "What Really Matters in Auction Design", Draft July.
- _____ (2000), "Why Every Economist Should Learn Some Auction Theory", Draft, July.
- Laffont, Jean-Jaques, and Tirole, Jan (2000), "Competition in Telecommunications", MIT Press.
- Littlechild, Stephen (2000), "Why we need electricity retailers: A Reply to Joskow on wholesale spot price pass-through", August, mimeo, Cambridge.

- Montero, Juan Pablo y Hugh Rudnick (2001), "Precios Eléctricos Flexibles", *Cuadernos de Economía*, Abril.
- _____ y Sánchez, José Miguel (2001), "Crisis Eléctrica en California: Algunas lecciones para Chile", Marzo, mimeo, PUC.
- Newbery David M. (2000), *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*, The MIT Press Cambridge, Massachusetts London, England.
- Paredes, Ricardo (2000), "Regulación Económica en Chile: la Opción por un Enfoque No-Estructural", capítulo 5 en *La Transformación Económica de Chile*, Centro de Estudios Públicos.
- _____ y Sánchez, José Miguel (2000), "Concesiones de Infraestructura en Chile: Diseño, Bienestar y Renegociación", mimeo.
- Rudnick, Hugh (1998), "Competitive Markets in Electricity Supply: Assessment of The South American Experience", *Revista ABANTE*, Vol. 1, N° 2, pp. 189-211, Octubre.
- San Martín, Gregorio y Fuentes, Fernando (2000), "Problemas Económicos en la Regulación de las Telecomunicaciones", capítulo 5 en *Experiencias Regulatorias de una Década: Balance y Propuestas para el Futuro*, Ministerio de Economía.
- Sánchez, José Miguel y Sanhueza, Ricardo (2000), "Autonomía y Regulación en el Sector Sanitario Chileno", *Estudios Públicos*, N° 77, Verano.
- Von der Fehr, Nils-Henrik, David Harbord (1998), "Competition in Electricity Spot Markets Economic Theory and International Experience", Draft February.
- Valetti, Tommaso (1998), "The Practice of Access Pricing: Telecommunications in The United Kingdom", World Bank Institute, Marzo.
- _____ y Estache, Antonio (1998), "The Theory of Access Pricing: An Overview for Infrastructure Regulators", World Bank Institute, Marzo.
- Wolfram, Catherine D. (1999a), "Electricity Markets: Should the Rest of the World Adopt the UK Reforms?", Draft fall, 1999.
- _____ (1999b), "Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market", *The American Economic Review*, September.

