

SEMINARIO INTERNACIONAL SOBRE

Reestructuración y Regulación del Sector Eléctrico

Noviembre 1995 - Buenos Aires - ARGENTINA



ENRE

Ente Nacional Regulador de la Electricidad

Directorio

Ing. Carlos A. Mattausch
Presidente

Lic. Alberto E. Devoto
Vicepresidente

*Dr. Marcos Rebasa **
Ing. Juan C. Derobertis
Ing. Ricardo Martínez Leone
Vocales

** Hasta el 6 de Abril de 1996*

Este Seminario contó con el auspicio de



The World Bank

SEMINARIO INTERNACIONAL SOBRE

Reestructuración y Regulación del Sector Eléctrico

Realizado en Noviembre 1995 - Buenos Aires - Argentina

Copyright 1997, by Ente Nacional Regulador de la Electricidad
Av. Eduardo Madero 1020, 10°Piso - 1106 Buenos Aires
Queda hecho el depósito que marca la ley 11.723
Impreso en la Argentina

ISBN: 987-96385-0-6

Andrés Alonso Rivas, ingeniero civil, Master of Science de la Universidad de Columbia, Estados Unidos, y Jefe del Área Eléctrica de la Comisión Nacional de Energía de Chile.

José Luis Antúnez, ingeniero y Gerente General de TRANSENER, empresa concesionaria del sistema de transmisión en alta tensión de Argentina.

Vicky Bailey, Comisionada de la Comisión Federal Regulatoria de Energía, miembro del Comité Ejecutivo y de Electricidad de la NARUC y miembro de la Junta de Keystone del Centro de Energía del grupo de política de electricidad de Harvard, Estados Unidos.

Luis Ignacio Betancur Escobar, abogado y asesor de la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia.

Bernardo Bronstein, ingeniero, ex-Secretario de Energía de la Nación y actual asesor de la Secretaría de Energía y el ENRE de Argentina.

Alberto Devoto, economista y Vicepresidente del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) de Argentina.

Gustavo Devoto, ingeniero y miembro del staff técnico del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) de Argentina.

Jordi Dolader, Vicepresidente de EDENOR, empresa concesionaria de la distribución eléctrica en Buenos Aires, Argentina.

Daniel Fessler, abogado, Profesor de Leyes en la Universidad de California en Berkeley y Presidente de la Comisión Reguladora de Servicios Públicos del Estado de California, Estados Unidos.

Claudio Guidi, ingeniero y miembro del staff técnico del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) de Argentina.

Luis Alberto Haro Zabaleta, ingeniero electricista y Director General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas del Perú.

Alex Henney, consultor y ex-presidente del Consejo Consultivo de Electricidad de Londres, ex-Director de la Junta de Electricidad de Londres y ex-miembro del Consejo de Consumidores Eléctricos de Gran Bretaña.

Bo Lyndörn, economista y Director de NUTEK Electricity Market, Ente Regulador de Suecia.

David Newbery, Director del Departamento de Economía Aplicada y Profesor de Economía Aplicada de la Universidad de Cambridge, Gran Bretaña.

Martín Rodríguez Pardina, economista, Master of Philosophy de la Universidad de Cambridge, Gran Bretaña y miembro del staff técnico del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) de Argentina.

Luis Rodríguez Romero, economista, catedrático de economía aplicada de la Universidad Carlos III de Madrid, y Consejero de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico Nacional de España.

Melchor Roselló, ingeniero, ex-Gerente General de SEGBA y actual miembro de Central Térmica Tucumán, de Argentina.

John Henrick Sagen, economista y Gerente de la NVE, Administración de la Energía y Recursos Hídricos de Noruega.

Charles Stalon, abogado y ex-integrante del FERC de Estados Unidos.

Geoff Swier, economista y Director Adjunto de la Unidad de Reforma de la Industria del Sector Eléctrico del Departamento del Tesoro y Finanzas del Estado de Victoria, Australia.

A comienzos de la década de los '80 se insinuaron cambios o necesidades de cambios, en la política respecto de las empresas prestadoras de servicios públicos en general, y de electricidad en particular. En la gran mayoría de los países, este servicio era prestado por empresas de propiedad estatal, y era el Estado el encargado de realizar las inversiones necesarias, resultado de un planeamiento generalmente centralizado.

En algunos países comenzó la preocupación por el costo del servicio, considerado elevado y por ende atentatorio contra la competitividad de la economía en su conjunto, agravado ello por el creciente grado de apertura en el comercio internacional, o el vigor de las asociaciones de libre comercio.

En otras latitudes, el problema venía dado por las dificultades crecientes del Estado para obtener los recursos necesarios no sólo para llevar a cabo las inversiones requeridas, sino muchas veces para mantener en forma razonable el parque existente. Ello también daba lugar a ineficiencias y dificultades para la economía en su conjunto, agravadas por la pérdida de calidad del suministro. En estos últimos casos hay que tener presente los problemas derivados del endeudamiento externo y de la inflación interna, que llevaba a las autoridades a utilizar las tarifas como herramienta antiinflacionaria, de cierto efecto en el cortísimo plazo, pero contraproducente en el largo, con el resultado de la descapitalización de las empresas.

En definitiva, si bien los puntos de partida fueron diferentes, las soluciones alcanzadas tuvieron gran semejanza, con un importante denominador común: la búsqueda de la competitividad en el sector.

Los gobiernos de Chile primero, y del Reino Unido después, iniciaron un proceso conducente a introducir reglas de mercado y competencia en el sector, para corregir aquellos inconvenientes. Posteriormente, otros países fueron asimilando la experiencia y, en el caso particular de aquellos en vías de desarrollo, la prédica y la acción del Banco Mundial condujeron a que un número cada vez mayor incorporara estos elementos. A mediados de los años 90, la reestructuración del sector eléctrico es ya un tema destacado en la agenda de un elevado número de países.

Las características del sector eléctrico condicionaron de alguna manera las soluciones propuestas y las adoptadas. Así, se vió como una condición indispensable para introducir la competencia, la necesidad de desintegrar verticalmente la industria, por cuanto la generación es susceptible de competencia, no obstante que desde el punto de vista estrictamente teórico resulta más eficiente la integración vertical.

Por otra parte, los sectores operados mediante redes -la transmisión y la distribución- constituyen monopolios naturales, con las implicaciones que ello tiene y las precauciones que exige, para preservar y proteger a los usuarios, de un servicio que, en la mayor parte de las legislaciones, tiene el carácter de público.

Para poder conciliar los objetivos buscados con las restricciones existentes, surgió la regulación como una necesidad insoslayable de estas reestructuraciones y reformas, que en muchos casos fueron acompañados por la privatización, parcial o total, de la actividad.

Sin embargo, con excepción de la larga tradición estadounidense en materia regulatoria, no se contaba con antecedentes adecuados a nivel mundial. Ello con el agravante de que la regulación estadounidense está basada esencialmente en el control de la tasa de beneficios y respeta la integración vertical, en tanto la mayoría de las reformas emprendidas desde los años '80 se orientaron en otra dirección, de la misma forma que cada vez más países han reestructurado sus sistemas o se proponen hacerlo en un futuro cercano.

En cierta medida, se fueron elaborando soluciones a partir del modelo adoptado por Gran Bretaña y con una visión superficial, podría llegar a creerse que es relativamente fácil establecer un sistema de estas características, a partir de algunas premisas básicas, tales como: desintegración vertical y horizontal de la industria, mercado competitivo en la generación, libre acceso de terceros en las redes, contratos libremente pactados, etc...

Sin embargo, la realidad no fue tan simple y pacífica y en la medida que se fue desarrollando el proceso cada paso ofrecía diferentes alternativas de solución, todas respetuosas de aquellas premisas iniciales. La desintegración parece sencilla, y más todavía en la variante "unbundling", pero no debe olvidarse que la generación y el transporte son de alguna manera sustitutos, y en la mayoría de los casos se venía considerando a las inversiones en transporte como un costo asociado a la generación, necesario para llevar la energía al mercado. Por otra parte, en áreas densamente pobladas coexisten sistemas que por su naturaleza son más propios del transporte con redes destinadas a la distribución, dificultando no sólo la separación física, sino muchas veces también la cabal comprensión conceptual de los problemas inherentes a esta actividad.

La idea del libre acceso de terceros es realmente estimulante, pero cuando ella se combina con los criterios para la ampliación del sistema de transporte o con la noción de capacidad remanente, la regulación de sintonía fina se transforma en un tema complejo.

De todos modos, a fines del año 1994, y de resultas de diversos contactos más bien informales con otros reguladores, en el ENRE tuvimos la convicción de que más allá de principios básicos

compartidos y problemas en algunos casos comunes y en otros específicos de cada legislación, resultaría interesante y necesario realizar una reunión entre la mayoría de los reguladores, para conocer con precisión la situación previa de cada uno de los países involucrados, el tipo de regulación adoptado, los principales problemas enfrentados y las soluciones emprendidas, porque de ello derivaría un beneficio para el conjunto.

Esta inquietud fue transmitida a funcionarios del Banco Mundial, quienes la recibieron de buen grado y colaboraron permanentemente para poder concretarla, facilitando el uso de una línea de crédito que nuestro organismo tenía disponible.

De esta manera nació la idea de realizar el Seminario Internacional sobre Reestructuración y Regulación del Sector Eléctrico, que se concretó entre los días 8 y 10 de noviembre de 1995 en la ciudad de Buenos Aires.

El documento que ahora presentamos es un reordenamiento temático de las presentaciones, ponencias y debates habidos durante aquellas tres intensas jornadas, pero que ha respetado las expresiones de cada uno de los participantes, quienes son citados textualmente.

Dada la iniciativa presentada por la representación de Suecia, este primer Seminario tendrá su continuación en la ciudad de Västerås en el mes de febrero de 1997, y es de desear que se transforme en un foro de encuentros periódicos entre los que nos ocupamos de la regulación del sector eléctrico.

Finalmente, quiero expresar mi reconocimiento a todos los participantes del evento -cuyo listado forma parte de este documento- y mi especial agradecimiento al señor Nelson de Franco, del Banco Mundial, por su permanente apoyo y aliento para llevarlo a cabo.

Además, deseo agradecer al Ing. Alfredo Mirkin -actual Secretario de Energía de la Argentina- que compartió la idea y presidió el acto de apertura; al Lic. Raúl García, presidente del ENARGAS, en cuyo salón de audiencias se realizó el seminario; al Lic. Alejandro Rausch, que actuó como eficaz coordinador en la preparación del evento y durante el desarrollo del mismo; al Lic. Javier Cardozo, que preparó la edición de este documento; a la Sra. Yvonne Fisher encargada de la versión en inglés; a la Srta. Patricia Pereira quien diagramó la publicación y al Sr. Alfredo Garófano, la Srta. Adriana Bruzos, y la Sra. Cristina Fernández, permanentes auxiliares en la preparación del Seminario, la edición y la publicación.

Alberto Enrique Devoto

Buenos Aires, diciembre de 1996.

*La regulación del sector eléctrico:
Comentarios sobre algunos modelos alternativos*

Intervención de Apertura

La regulación del sector eléctrico: Comentarios sobre algunos modelos alternativos

Profesor David Newbery
Director del Departamento de Economía Aplicada
Profesor de Economía Aplicada
Universidad de Cambridge, Gran Bretaña.

Es un gran honor estar aquí y poder participar de esta conferencia que reúne tantas experiencias regulatorias diferentes en el campo de la electricidad. Y es importante enfatizar las diferencias en los modelos de regulación puesto que los problemas que enfrentan los diversos países no son los mismos. A pesar de que el modelo británico se presenta a menudo como el modelo a seguir, soy totalmente consciente que no existe un modelo único.

El diagnóstico: ¿exceso o falta de inversión?

Permítanme ir directo al grano y preguntar por qué se debería privatizar la industria de la electricidad. Pero antes de ensayar una respuesta creo que debo hacer una caracterización de los problemas que han debido enfrentar los países desarrollados, por un lado, y los países en desarrollo por el otro.

En los países desarrollados se partió de una situación en la que había capacidad excedente y un ínfimo crecimiento de la demanda. En consecuencia, la inversión no era un problema acuciante. La gran preocupación aquí era cómo hacer para reducir los precios de la electricidad e introducir una mayor eficiencia en el sistema.

Pero en los países en desarrollo la situación inicial era casi la contraria. En muchos de ellos la demanda de electricidad ha venido creciendo muy rápido, especialmente en Asia. El problema más frecuentemente encontrado es que los precios son demasiado bajos para poder generar los ingresos suficientes como para financiar las inversiones necesarias para satisfacer el

“En los países desarrollados se partió de una situación en la que había capacidad excedente y un ínfimo crecimiento de la demanda. En consecuencia, la inversión no era un problema acuciante. La gran preocupación aquí era cómo hacer para reducir los precios de la electricidad e introducir una mayor eficiencia en el sistema. Pero en los países en desarrollo la situación inicial era casi la contraria. En muchos de ellos la demanda de electricidad ha venido creciendo muy rápido, especialmente en Asia. El problema más frecuentemente encontrado es que los precios son demasiado bajos para poder generar los ingresos suficientes como para financiar las inversiones necesarias para satisfacer el crecimiento rápido de la demanda. Por lo tanto, en muchos casos se ha elegido la alternativa de privatizar el sector eléctrico a fin de elevar los precios y poder financiar la inversión.”

crecimiento rápido de la demanda. Por lo tanto, en muchos casos se ha elegido la alternativa de privatizar el sector eléctrico a fin de elevar los precios y poder financiar la inversión.

Ya veremos más adelante si la caracterización realizada es una razón válida para la alternativa de privatizar.

A modo de ilustración de la situación de los países desarrollados, permítanme utilizar algunos indicadores del caso británico puesto que considero que muchos países se encuentran en la misma situación.

Lo que sigue es la historia de Gran Bretaña desde 1950 hasta el momento anterior a la privatización. Al igual que en muchos otros países, se pronosticó una demanda en aumento y esto simplemente no sucedió. La demanda se acható. Por lo tanto, hubo una enorme capacidad excedente y aún hoy tenemos mayor capacidad de la necesaria.

Obsérvese ahora lo que sucede en la mayoría de los países en desarrollo. De acuerdo con un informe del Banco Mundial, las tarifas, a precios constantes en centavos estadounidenses de 1986, han caído y se encuentran a niveles muy bajos, de un promedio para sesenta países de alrededor de 11 cents/kwh. Asimismo, la tasa de retorno sobre los activos, hacia fines de los ochenta alcanzaba sólo el 4%. Actualmente, para una tasa de crecimiento de la demanda del 8% se requieren ganancias de al menos un 8% y preferentemente superiores para poder financiar la inversión. Por lo tanto y como ya se dijo antes, el problema consiste en que los precios son demasiado bajos y no permiten financiar las inversiones.

El mismo informe del Banco Mundial proporciona una estimación del monto de la inversión que se requiere anualmente en el mundo en desarrollo: algo así como us\$ 80.000 millones. En realidad este es el costo fiscal, lo cual es más que el monto de la inversión real. En general estas industrias están perdiendo dinero.

■ La paradoja de la privatización.

Y aquí llegamos a la paradoja de solucionar estos problemas mediante la privatización. Es sabido que la industria requiere una gran inversión que el Estado no puede financiar y la industria en sí misma tampoco puede solventar ya que los precios cobrados por los servicios son demasiado bajos. Ahora bien, si la solución fuera la privatización, entonces la inversión privada habrá de exigir precios elevados a fin de obtener ganancias razonables sobre el activo. Nótese además que, en muchos casos, los inversores privados se mostrarán renuentes a invertir sin algún tipo de garantía.

Entonces, si se toman en cuenta ambos puntos -la necesidad de que haya precios elevados y la necesidad de una garantía del Estado- esto esencialmente significa que el Estado está incrementando el precio de la electricidad a fin de generar los fondos necesarios para financiar dicha inversión, *y también reduciendo el riesgo para realizar la inversión*. Aunque paradójal quizás resulte más simple hacerlo de este modo.

Repetidas veces se me ha presentado el argumento de que la lógica financiera de la privatización resulta dudosa. Pero existen -y deseo insistir en esto- razones por demás serias para considerarla, siendo la principal la necesidad de crear un sistema de regulación que, con un poco de suerte, mejorará irreversiblemente el planteo del tema.

Consideremos primero a quién se quiere vender la empresa. Si es vendida a capitales extranjeros como forma de obtener fondos externos, puede resultar un modo extremadamente costoso de préstamo para el Estado. Especialmente, si además se requieren garantías del Estado.

Por otro lado, sin embargo, creo que la alternativa de vender a un comprador nacional es potencialmente muy atractiva. Si se vende a un precio muy bajo, al menos las ganancias permanecen dentro del país. Pero sí se obtiene el beneficio de realinear los precios lo cual resulta necesario para financiar la inversión y conlleva el beneficio indirecto de ampliar el mercado de capitales nacionales.

Puede extraerse una primera conclusión o recomendación y es que la reforma del mercado local de capitales podría ser un primer paso sensato antes de privatizar una industria con tanta intensidad de capital.

¿Quién gana y quién pierde con la privatización?

Detengámonos un momento para observar el caso de Chile. El punto que quiero enfatizar es que en Chile todo parece haberse realizado en forma correcta. En primer lugar, se creó el ente de regulación. Las reformas estructurales se realizaron mientras la industria permanecía aún en manos del Estado y las tarifas se ajustaron cuando la industria era aún estatal a fin de encauzar a las empresas para que operen de un modo financieramente viable y con una historia exitosa probada. Debo decir, finalmente, que el proceso de privatización se inició sólo después de haber introducido las reformas estructurales y la competencia. Durante esa transición todos los agentes participantes pudieron acumular una experiencia considerable sobre el funcionamiento del sistema. En fin, si uno tuviera que diseñar un programa de privatización cuidadosamente estructurado, Chile sería por cierto el ejemplo.

No obstante, existe un estudio muy interesante y que recomiendo a todos, sobre costos-beneficios sociales a fin de averiguar quién ganó, quién perdió y en qué proporción luego de la privatización. El estudio -realizado por Galal, Jones, Tandon y Vogelsang- investigó lo sucedido con una empresa de generación y una empresa de distribución. El estudio reveló que el Gobierno chileno perdió el 1,4% del valor de venta de la empresa de generación. En términos generales la operación fue exitosa. Los compradores obtuvieron el 2,1% anual que puede no parecer mucho pero representa el 31% del valor de los activos de la empresa, por lo que resulta una ganancia considerable. No obstante, quiero señalar que según el estudio dos tercios de estas ganancias cruzaron las fronteras ya que correspondieron a los compradores extranjeros. Asimismo, los consumidores no se vieron beneficiados. Los compradores en general, sí lo fueron. Y el Gobierno perdió, pese a que esta fue la privatización más cuidadosamente estructurada que yo haya visto en mi vida.

Lo mismo sucedió con la empresa distribuidora. El Gobierno perdió pero los compradores se vieron beneficiados. En este caso, sin embargo, los compradores locales ganaron una mayor proporción y gran parte de las ganancias permanecieron en el país. Aquí la gran pérdida fue para aquellos que de repente tuvieron que empezar a pagar su electricidad en lugar de hurtarla.

¿Cuál es, entonces, la conclusión? El argumento financiero, es decir, la cuestión de aliviar las precarias finanzas del Gobierno no parece muy convincente. Tendrían que existir otras razones para decidir la privatización. En este punto, yo argumentaría que el factor clave para el éxito es mejorar la calidad y cantidad de la inversión. Esto es mucho más importante que solamente lograr los precios justos aunque deben lograrse los precios indicados con el propósito de financiar la inversión. Esto es especialmente destacable puesto que las empresas de electricidad son muy intensivas en el uso de capital.

■ Empresas privadas y Estado en la financiación de las inversiones.

El problema del funcionamiento en manos privadas es que -al implicar una gran intensidad de capital y al no poder mover el capital una vez invertido- se debe persuadir a la gente para que arriesgue su capital para obtener una cierta ganancia en un futuro incierto. Esto es especialmente relevante porque la ganancia estará determinada por la regulación que se ejerza sobre la industria. Por lo tanto, el problema inicial es convencer a la gente de que la regulación garantizará sus ganancias.

La dificultad que enfrenta el sector privado -y he denominado a este aspecto “la trampa regulatoria”- es que una vez que ha colocado el dinero, la tentación del Gobierno es trasladar esas ganancias a los consumidores a través de precios inferiores. Se ha probado en todo el mundo que normalmente los precios se conservan bajos para los consumidores de electricidad y, si se espera eso, entonces la empresa a cargo del servicio invertirá por debajo del nivel deseado y en tal caso su desempeño será tan poco satisfactorio que la única solución sería volver a nacionalizarla. En consecuencia, para evitar esta trampa, es decisivo crear una forma de regulación durable y creíble.

Creo que la solución alemana para este problema es interesante. Tiene muchos errores pero puede verse por qué funciona y brinda los beneficios que ha dado. El proceso se inició en 1935 al eximir de la Ley Cartel a la industria de la electricidad. Se les permitió ser un monopolio a cambio de que la industria garantizara la seguridad en el suministro de energía.

“...La ganancia estará determinada por la regulación que se ejerza sobre la industria. Por lo tanto, el problema inicial es convencer a la gente de que la regulación garantizará sus ganancias. La dificultad que enfrenta el sector privado -y he denominado a este aspecto “la trampa regulatoria”- es que una vez que ha colocado el dinero, la tentación del Gobierno es trasladar esas ganancias a los consumidores a través de precios inferiores. Se ha probado en todo el mundo que normalmente los precios se conservan bajos para los consumidores de electricidad y, si se espera eso, entonces la empresa a cargo del servicio invertirá por debajo del nivel deseado y en tal caso su desempeño será tan poco satisfactorio que la única solución sería volver a nacionalizarla. En consecuencia, para evitar esta trampa, es decisivo crear una forma de regulación durable y creíble.”

El monopolio significaba que podían cobrar precios lo suficientemente elevados como para financiar las inversiones. A su vez, en los lugares en que estas empresas eran propiedad parcial de los gobiernos municipales, estos se dieron cuenta que la electricidad constituía una base impositiva muy útil y una fuente de ingresos. Pero, por otra parte, el sistema podía sobrevivir las presiones del consumidor ya que, en un sistema federal, es muy difícil que el Gobierno central controle los estados locales.

Esto funciona extremadamente bien si el objetivo principal es financiar la inversión y nadie se ha quejado mucho en períodos de crecimiento rápido. Este esquema también ha beneficiado a grupos de interés, en especial tanto en Alemania como en Gran Bretaña a las empresas de producción de carbón que tienen costos muy elevados y necesitan protección. Y, sin duda, la industria de la electricidad les proporcionó esa protección. Por lo tanto, el problema con este sistema es que aunque permite financiar las inversiones, también posibilita ineficiencias en la utilización del combustible y en la fijación de precios de la producción.

Se han visto las dificultades que enfrenta la inversión privada para financiar las inversiones. Pero la alternativa de la inversión pública también presenta dificultades. En principio no hay problema con el Estado para la obtención de financiamiento para la reinversión. Además, existen presiones obvias sobre los Estados, especialmente en países desarrollados, para que satisfagan la demanda. Pero el problema resultante de la combinación de los recursos ilimitados del Estado y de las presiones para satisfacer la demanda, es que la industria privada tiene muy poco incentivo para reducir sus costos pues sabe que siempre será financiada y que, en términos generales, podrá imponer lo que necesita. Esto puede resultar más cierto en los países desarrollados que en los países en desarrollo, por eso el problema en ellos ha sido cómo crear incentivos para mejorar la eficiencia de estas empresas y, en especial, asegurar que su inversión no sea excesiva y excesivamente costosa.

■ Privatización y “status quo”.

Ahora bien ... ¿cuáles son las fuerzas que influyen en la regulación de estas industrias? En forma simplificada podría decirse que se trata de considerar los objetivos del regulador o del Estado, estimar los incentivos que se necesitan para que la industria se comporte como se pretende, y luego observar los resultados. El problema con este enfoque es que supone saber quién establece los objetivos.

En la realidad no es tan sencillo establecer ese supuesto. Obsérvese que en Gran Bretaña, los grupos de interés que influenciaron el comportamiento de la industria del suministro de la electricidad fueron muchos y poderosos. Por supuesto que la industria en sí misma resultó un controlador de información enorme y muy sofisticado. Además la fuente principal de combustible es el carbón y la electricidad es el principal destino de dicho carbón, por lo que ambas industrias se encuentran fuertemente relacionadas entre sí. Los trabajadores del carbón son una fuerza política muy potente y obviamente lo son además los consumidores de la industria de la electricidad. Pero también pesa la opinión de los consumidores residenciales.

El resultado de todo esto es un equilibrio de poder que provoca una asignación relativamente ineficiente de recursos y es muy difícil modificarlo ya que implica un equilibrio entre estos grupos individualmente poderosos.

En Gran Bretaña, la privatización fue una de las claves para lograr alterar este equilibrio de poder y, por ende, para atacar las ineficiencias. Entonces, para volver al tema de por qué se quiere privatizar la industria, considero que en muchos casos se hace para intentar sacudir la industria a fin de desbaratar el equilibrio de fuerzas que provoca su ineficiencia y crear mejores incentivos.

Competencia y reducción de costos.

Obviamente, a uno le gustaría introducir la competencia y, si comparamos competencia y regulación, ¿qué se querría hacer al regular? Uno querría fijar los precios de manera de alcanzar un nivel de eficiencia. Y desearía hacerlo en forma independiente de los costos de la empresa para que ésta supiera que la única forma de incrementar las ganancias es mediante la reducción de sus costos. Eso se logra con la competencia pues el precio del mercado lo establece otra persona, lo fija la empresa menos eficiente de la industria por lo que la mejor forma de incrementar las ganancias es mediante el recorte de gastos. Pero para que esto funcione se necesita una cantidad suficiente de empresas a fin de que no sea alguno de nosotros el encargado de fijar el precio.

Naturalmente, también es esencial que no haya colusión ya que si nos unimos todos y elevamos el precio se reduce el incentivo de reducir costos. O, en su defecto, si existiera colusión debería permitirse que otras empresas hagan frente al monopolio existente e ingresen en la industria.

En consecuencia, la competencia -siempre que cumpla con estas condiciones- parece ser una muy buena forma de proporcionar incentivos para recortar los costos.

La regulación es una alternativa para inducir a las empresas a recortar costos pero es muy difícil separar el precio que deben enfrentar de los costos que dan a conocer. El problema es que los incentivos son más débiles. Si las empresas saben que cuando reducen sus costos el Gobierno bajará los precios, esto disminuye su interés.

Impacto de la competencia y la reestructuración de las industrias.

De esto se puede concluir que hay partes de la industria que son monopolios naturales donde la competencia no es posible, y por ello deben ser reguladas. Pero hay otras partes en que la competencia puede ser posible y para poder promoverla hay que dividir y desintegrar a la industria.

Las partes que constituyen un monopolio natural son las relacionadas con los cables, transformadores y conexiones, la transmisión de alta tensión, y la distribución a nivel local. Por otra parte, los mercados de competencia son la generación y el suministro o la comercialización de la electricidad. De todas maneras, esto de competitivo debe ponerse con signo de interrogación puesto que la cuestión es saber si se puede crear una competencia suficiente como para lograr beneficios.

En Gran Bretaña la clave para ello fue, en primer lugar, crear un mercado para la generación, para la electricidad al por mayor y, en segundo lugar, brindar a los clientes acceso al «pool» para que puedan ejercer su poder de mercado. A su vez, la creación de la competencia en el suministro ha resultado clave para introducir la competencia en general.

Ahora permítanme comparar dos industrias que hemos privatizado. El «Central Electricity Generating Board» (CEGB) es la empresa de generación de electricidad y red de distribución, el sistema de transmisión de alta tensión. Surge de los números que la productividad se incrementó en la industria en 2% o 3% por año y que sucedía lo mismo en la industria de la electricidad. La relación entre productividad en la industria y el resto de la economía se mantuvo bastante constante hasta el momento de la privatización. Luego la productividad en la industria de la electricidad se incrementó en forma muy rápida pues la industria se dividió y se introdujo la competencia.

Por otra parte, el caso de «British Telecom», la empresa de teléfonos. La productividad en las telecomunicaciones creció más que en el resto de las industrias pues es una industria tecnológicamente muy innovadora, basada en la informática. Pero lo que querría destacar aquí es que no se puede decir en qué momento tuvo lugar la privatización. La tendencia de crecimiento de la productividad antes y después de la privatización es exactamente la misma. Esto fue así pues se privatizó como monopolio y sólo después de introducir la competencia - alrededor de 1991- «British Telecom» comenzó a reducir sus costos a fin de ponerse al nivel del mercado. Por lo tanto, promover la competencia donde sea posible es un argumento de peso.

Debe advertirse, sin embargo, que lo arriba mencionado no es lo mismo que traspasar los beneficios al consumidor. A partir de la privatización los precios de los servicios de electricidad aumentaron. Por lo tanto, aunque hayan caído los costos y la productividad se haya incrementado considerablemente, los beneficios logrados se realizaron en forma de mayores ganancias y no de precios más bajos. Esto no es algo malo en sí mismo, pero sí significa que la introducción de la competencia no implica automáticamente que las ganancias sean transferidas a los clientes. Resulta interesante observar que en el caso de la empresa de teléfonos que se encuentra muy estrictamente regulada como monopolio, continuó reduciendo sus precios en forma dramática a lo largo de todo el período. Por ende, aunque puede no haber cambiado su productividad, se dio una transferencia de los beneficios de la fijación de precios al consumidor.

Los objetivos de la regulación.

¿Qué es lo que se quiere lograr con la regulación en el sector eléctrico? Básicamente, que las inversiones futuras -factores determinantes para el desempeño de largo plazo- se realicen a un costo aceptable.

Pero también se apunta a proporcionar incentivos para la eficiencia en el manejo del capital existente y en la fijación de precios de la potencia generada por la industria. Obsérvese que, en muchos casos, el equilibrio de los precios para los distintos clientes es bastante incorrecto en cuanto al tipo, ubicación y costo de la inversión y, obviamente, en cuanto a la innovación. Sin duda, estos son criterios muy exigentes.

¿Qué se necesita para cumplir estos criterios? La regulación debe ser predecible y creíble. Los inversores deben tener la certeza de que si invierten y logran en realidad estos objetivos, serán recompensados. Deben saber que podrán quedarse con las ganancias que obtengan.

Por otro lado, si se pretende que también proporcione incentivos a la eficiencia, debe tener una gran fuerza. Es decir, que una gran proporción de los beneficios por dicha reducción en los costos vaya al propietario, al inversor, de modo de incentivar nuevas mejoras en la eficiencia.

Tipos de incentivos: “price cap” versus “tasa de retorno”.

La pregunta que siempre me hago es si es posible tener un sistema de gran fuerza que recompense bien al inversor por sus esfuerzos, y que también sea creíble y no conduzca a un retroceso en el sistema regulatorio.

Permítame contrastar dos soluciones diferentes para este problema. En un esquema de alto perfil, el propietario se queda con los beneficios de la eficiencia y existe regulación con un tope de precios. En el sistema británico se especifica una tasa de crecimiento de la productividad «x», luego se ajustan los precios conforme al índice de precios minoristas, y los precios se reducen un «x%» cada año con relación al índice de precios minoristas. Esto significa que si se bajan los costos, la empresa se guarda todas las ganancias hasta la próxima revisión regulatoria.

Naturalmente, esto proporciona buenos incentivos para recortar costos en el corto plazo. Pero la preocupación radica en que si se espera que el recorte

“...En un esquema de alto perfil, el propietario se queda con los beneficios de la eficiencia y existe regulación con un tope de precios. En el sistema británico se especifica una tasa de crecimiento de la productividad “x”, luego se ajustan los precios conforme al índice de precios minoristas, y los precios se reducen un “x%” cada año con relación al índice de precios minoristas. Esto significa que si se bajan los costos, la empresa se guarda todas las ganancias hasta la próxima revisión regulatoria. Naturalmente, esto proporciona buenos incentivos para recortar costos en el corto plazo. Pero la preocupación radica en que si se espera que el recorte de costos resulte en un tope de precios más ajustado en la siguiente revisión, esto es, que se incremente la “x”, las empresas podrían decidir invertir por debajo del nivel deseado. En otras palabras, no es creíble que la “x” no será cambiada. Se espera que sea ajustada periódicamente y, consecuentemente, se

de costos resulte en un tope de precios más ajustado en la siguiente revisión, esto es, que se incremente la «x», las empresas podrían decidir invertir por debajo del nivel deseado. Este es el lado derrotista del sistema regulatorio. En otras palabras, no es creíble que la «x» no será cambiada. Se espera que sea ajustada periódicamente y, consecuentemente, se reducen los incentivos para la inversión.

Ahora, si se considera el otro extremo, un esquema de incentivos de bajo perfil transfiere la mayoría de los beneficios al cliente y su forma clásica es la regulación de la tasa de retorno o del costo del servicio. En los Estados Unidos se creía que esto estaba firme y constitucionalmente establecido por lo que las empresas reguladas podían confiar en que lo recibirían. Se sostiene que bajo este sistema hay muy pocos incentivos para reducir los costos porque si se reducen los costos todos los beneficios pasarán al cliente así que para qué molestarse.

reducen los incentivos para la inversión. Ahora, si se considera el otro extremo, un esquema de incentivos de bajo perfil transfiere la mayoría de los beneficios al cliente y su forma clásica es la regulación de la tasa de retorno o del costo del servicio. En los Estados Unidos se creía que esto estaba firme y constitucionalmente establecido por lo que las empresas reguladas podían confiar en que lo recibirían. Se sostiene que bajo este sistema hay muy pocos incentivos para reducir los costos porque si se reducen los costos todos los beneficios pasarán al cliente así que para qué molestarse. Además como cuanto más se invierte mayor será la base de capital sobre la que se calculará y obtendrá la tasa de retorno, este sistema proporciona algunos incentivos para la sobreinversión, generando una mayor capacidad excedente y una planta de mayor calidad de la realmente necesaria. Recientemente, este tipo de contrato regulatorio enfrenta serios cuestionamientos y no está claro si provee la credibilidad que alguna vez se pensó que brindaba.”

Además como cuanto más se invierte mayor será la base de capital sobre la que se calculará y obtendrá la tasa de retorno, este sistema proporciona algunos incentivos para la sobreinversión, generando una mayor capacidad excedente y una planta de mayor calidad de la realmente necesaria. Recientemente, este tipo de contrato regulatorio enfrenta serios cuestionamientos y no está claro si provee la credibilidad que alguna vez se pensó que brindaba.

Pero hablando en términos generales, estos dos tipos de incentivos representan los dos extremos posibles. Se pueden proporcionar buenos incentivos pero correr el riesgo de la no credibilidad de la gente o se puede apuntar a asegurar que la gente será recompensada por su inversión y correr el riesgo de que sea ineficiente y no produzca mejoras en cuanto a la eficiencia.

Dado que las propiedades incentivadoras de la regulación con “price cap” son relativamente atractivas, permítanme reflexionar sobre algunas de las diferencias importantes con el viejo estilo de regulación en base a la tasa de retorno.

¿Será cierto -como argumentan algunos- que, en realidad, hay muy poca diferencia entre ellos y que lo que sucede es que cada cuatro ó cinco años el regulador vuelve a calcular «x», y esto lo realiza tomando la base de capital y la tasa de retorno necesaria para financiar la inversión, y ajusta la «x» a fin de producir los flujos de ingresos necesarios? Creo que esta descripción es una caricatura de la forma en que lo hacemos en Gran Bretaña. Si eso fuera cierto, entonces resultaría igual que el sistema de tasa de retorno pero con un retraso, por lo que la empresa se guarda los beneficios durante varios años y luego los transfiere a los clientes.

En realidad, pienso que hay algunas diferencias importantes. En primer lugar, le otorga a la empresa mayor libertad para fijar el equilibrio de precios. Esto es especialmente relevante en el rubro de teléfonos donde el equilibrio entre las llamadas locales y las de larga distancia siempre ha sido un tema políticamente muy delicado. Pero creo que también es cierto que en el rubro electricidad a veces está invertido el equilibrio entre clientes comerciales, clientes residenciales y las empresas industriales. Y esto brinda a la empresa una mayor libertad para elegir dicho equilibrio. Conduce a una mayor fluctuación en las ganancias y eso sí erosiona la credibilidad.

En Gran Bretaña hemos tenido problemas serios porque las empresas de electricidad han demostrado una rentabilidad sorprendente. Han resultado tan rentables que las empresas de los Estados Unidos de Norteamérica “corren” para tratar de adquirirlas y cuando sucede eso el Partido Laborista de la oposición declara que esas empresas deberían ser objeto de un impuesto sobre ganancias inesperadas. Por supuesto, ello contribuye a debilitar la estabilidad general que se busca en la regulación. De manera que, en este sentido, resulta riesgoso. Se requiere un firme compromiso con la regulación a fin de resistir la tentación de afectar las ganancias que pueda generar.

El otro argumento que se usa en su contra -o si prefiere denominarlo la diferencia entre esto y la tasa de retorno- es que depende más de la negociación entre las empresas y el regulador, que del enfoque judicial formal conforme a la regulación por tasa de retorno.

Algunas lecciones de la experiencia británica.

El rol de los contratos.

Una de las lecciones que nos ha dejado la reestructuración, la aplicación del sistema de “price cap”, y la introducción de la competencia en el rubro generación es la siguiente: los contratos han resultado absolutamente decisivos para introducir la competencia. En primer lugar, el mercado de los contratos es en sí mismo un mercado importante donde puede darse la competencia. Pero el otro tema es que los contratos han sido el mecanismo mediante el cual se puede ingresar a la industria sin riesgos.

Inicialmente, ellos firman los contratos de energía a largo plazo y luego, en base a ello, ingresan a la industria. Eso significa que los generadores que se encuentran dentro de la industria deben ser muy cuidadosos con los precios que cobran pues sus clientes pueden elegir firmar un contrato a largo plazo con un recién ingresado a la industria. Esto ha producido un efecto muy poderoso sobre la moderación de los precios cobrados por los generadores, aunque el mercado en sí mismo no sea muy competitivo.

A fin de poder tener este tipo de contratos resulta decisivo el mercado «spot». Debe existir un precio transparente y visible que se puede usar de referencia y comparar con el precio del contrato. Hasta el momento, y esto está variando con la caída del precio del gas en Gran

Bretaña, el ingreso al mercado requería firmar contratos a largo plazo y éstos han sido provistos por las empresas de distribución que todavía tienen un mercado cautivo de clientes. Pero ese mercado cautivo desaparecerá en 1998 y hay dudas sobre la existencia de contratos a largo plazo en el futuro.

Hemos descubierto, entonces, que el ideal de la competencia requiere no sólo muchos generadores sino muchos generadores que fijen los precios y esto significa generadores «de mérito medio». No tiene sentido tener muchos proveedores de energía de carga base. Ellos no establecen el precio de la electricidad, por lo que se debe tener mucho cuidado en cuanto a la interpretación de lo que se quiere decir por suficientes generadores para crear la competencia. En el largo plazo -como ya he dicho antes- lo importante es que exista la posibilidad de entrar al mercado.

La desintegración del sector.

¿Fue una buena idea dividir la industria? Los argumentos a favor dicen que tuvo efectos enormes no sólo sobre la productividad de la mano de obra sino también sobre el mercado del combustible. En la actualidad, el mercado del gas es un mercado competitivo y el mercado del carbón se encuentra expuesto a la competencia internacional. Como consecuencia, los costos del combustible se han reducido casi a la mitad y los costos de otros servicios también han bajado por lo que se deduce que en realidad tiene esos beneficios en cuanto a la productividad.

Pero también surgen interrogantes. Como, por ejemplo: ¿se necesita un sistema lo suficientemente grande como para que funcione? La Argentina es un país grande, pero .. ¿qué sucede con países pequeños como las islas Filipinas? ¿Habrá allí suficientes empresas generadoras como para crear la competencia?

Otro tema es que hoy en día los generadores se arriesgan, ya que venden su producción en un mercado cuyos precios son impredecibles. ¿Qué efecto tiene eso sobre la inversión? Si hay contratos a largo plazo, probablemente no habría dificultades. Pero si no los hubiera se presentaría un problema.

Por otra parte, si se separa el sistema de transmisión del sistema de generación, se torna muy importante que se fijen correctamente los precios de la transmisión. En realidad es bastante difícil lograr los precios correctos y en el sistema británico ha sido una ardua tarea poder cambiarlos. Existen interrogantes en cuanto a quién tiene la obligación del suministro. En Gran Bretaña, la respuesta es que nadie tiene dicha obligación y hay mecanismos para fomentar la inversión en el caso de una escasez en el suministro. Este sigue siendo un tema que debe ser tratado por todos.

Hay otras soluciones diferentes a la desintegración al estilo británico, una de las cuales consiste en crear un mercado para nuevas inversiones en generación pero sin que necesariamente haya que desintegrar la red.

Una solución que ha sido considerada por los países más pequeños es tener una red muy fuerte que compre toda la energía y no permita a los clientes comprar la energía directamente de los generadores. De este modo, los generadores deben firmar un contrato a largo plazo con la red y estos contratos resultan el mecanismo para compartir los riesgos de la generación y asegurar su financiación. Lo atractivo de esta solución es que se pueden transferir los costos a los clientes pues los clientes no pueden contratar directamente con los generadores. Esto funciona siempre que los clientes sean solventes y se debe preguntar si los clientes -supuestamente las empresas de distribución- lo son. A veces lo son, pero no necesariamente. Sí es esencial que dichas empresas de distribución sean rentables y en algunos países son desesperadamente no rentables debido al hurto de la electricidad o a que los precios se mantienen demasiado bajos, en cuyo caso este esquema no funcionará.

Obviamente, en este caso se requiere una regulación creíble del sistema de transmisión. Y también resulta esencial que el sistema de distribución pueda asegurar estos contratos. Obsérvese que si esos contratos se hacen con productores extranjeros, en muchos casos es probable que tengan que estar asegurados por el Estado y por lo tanto ser financiados por el Estado con lo cual todo ello resultará en una privatización parcial.

¿Competencia o integración?

Volvemos al tema de qué es lo que queremos: ¿competencia o integración? ¿Cuáles son los beneficios de la integración? En principio, es buena -al menos- para coordinar la expansión del sistema ya que la transmisión y la generación son en parte sustitutos. Y como lo que se quiere lograr es la combinación menos costosa de expansión de la transmisión y capacidad, esto puede resultar algo difícil de lograr si cada uno es elegido por una empresa diferente.

También es buena para proporcionar contratos eficaces a largo plazo y para compartir los riesgos. La integración sólo transfiere el riesgo hacia arriba y hacia abajo dentro de la industria. Aquí no se necesita un contrato por separado y ello permite el cumplimiento de la obligación de brindar un servicio público. Por supuesto que, en su calidad de monopolio puede -si se le permite- elevar los precios y, por ende, generar financiamiento.

Por otro lado, la competencia es buena para reducir la ineficiencia. Si este es el factor más importante, es un buen argumento para introducirla. Si la ineficiencia proviene de grupos de interés -en Europa, particularmente de los productores de combustible y mineros de carbón- resulta entonces la forma más rápida de debilitar ese “status quo”.

Es también una buena manera de alinear los precios con los costos y en algunos casos esto es una consideración importante.

Finalmente, la competencia es muy buena para llamar la atención respecto del costo de brindar varios servicios como la seguridad del suministro. Y uno de los efectos de la fijación de precios para estos servicios es que ahora nos hemos empezado a cuestionar si en realidad sobrediseñamos la red.

Es importante que formulemos estas preguntas porque de esa manera alentamos a la gente para que se esfuerce en encontrar nuevas maneras de compartir los riesgos, en idear nuevas formas de contratación y diseñar nuevos paquetes financieros. Es de destacar que la entrada al mercado británico se dio en gran parte en base a paquetes financieros bastante ingeniosos y que resultaron muy eficaces.

¿Propiedad pública o privada?

Permítanme referirme nuevamente a las ventajas de la propiedad pública y privada. Considero que lo privado tiene ventajas considerables al facilitar el acceso a la tecnología extranjera. Ya no es necesario adquirirla dentro del país y eso en Gran Bretaña ha resultado de importancia.

Puede dar acceso a una mayor inversión directa del extranjero pero ello puede resultar bastante costoso. Creo que esto proporciona un enfoque mucho más comercial a la adquisición de capacidad e inversión. Si la regulación es buena, genera resultados eficientes y es razonablemente -pero no completamente- resistente a los grupos de interés. Por otro lado, si su principal objetivo no es tanto la eficiencia sino el financiamiento de la inversión entonces, en principio, el Estado tiene ventajas para financiarlo en forma menos costosa y puede asumir un compromiso a largo plazo que asegura el financiamiento barato. Y debiera poder lograr una coordinación en la expansión del sistema si se realiza en forma razonablemente competente.

Interrogantes para la Conferencia.

Permítanme finalizar con los temas que espero serán tratados en esta Conferencia.

¿Cómo ideamos una forma de regulación creíble y estable que permitirá a la inversión privada brindar los beneficios que están a su alcance? ¿Quién firmará los contratos a largo plazo que se necesitarán, particularmente para la inversión en hidroelectricidad? Quizás no sea tanto el problema con la generación por gas pero, para muchas formas de generación, los costos de inversión son elevados y se requieren contratos a largo plazo. En algunos casos la respuesta es simple, en otros no es para nada sencilla. La persona o entidad legal que firma los contratos debe ser solvente.

¿Cómo se ha de asegurar este punto? ¿De qué modo afectarán estos costos de riesgo a los costos de financiamiento? Si el sistema es más riesgoso, entonces los inversores necesitarán un rendimiento superior y ello elevará el costo del financiamiento.

Si se incrementa el costo del financiamiento ... ¿qué sucederá con la atracción económica de los proyectos con un grado elevado de intensidad de capital como la hidroelectricidad?

Creo que estos son algunos de los problemas para los cuales todavía no tenemos aún respuestas seguras. Y, al igual que Uds., me encantaría poder escucharlas.

Experiencias comparadas de reestructuración y regulación del sector eléctrico

Los “shocks” experimentados por el precio del petróleo en los ’70 modificaron profundamente la percepción y el abordaje de los temas energéticos en todo el mundo.

Aunque para entonces el ciclo económico internacional ya había entrado en una de sus fases menguantes, muchos gobernantes y dirigentes percibieron con claridad que el crecimiento dependía de un recurso natural no renovable que, además, no todos los países poseían.

Debido a las profundas implicaciones políticas de esa nueva realidad, en la mayor parte de los países el Estado acentuó su intervención para mejorar el balance energético.

En las regiones más dinámicas y ricas del mundo los Gobiernos asumieron el liderazgo para inducir a y también para cooperar con el sector privado para lograr reducir los costos de extraer petróleo, acelerar la construcción de centrales nucleares e hidroeléctricas, y encontrar fuentes alternativas de generación de electricidad. En las áreas de menor desarrollo, mientras tanto, se trató de poner en marcha y/o terminar proyectos postergados.

Podría decirse que más allá de sus diferencias, tanto unos como otros, países desarrollados y en desarrollo esperaban que la tecnología y la ampliación de la capacidad liberasen al crecimiento económico de eventuales ataduras energéticas.

Durante los ’80, sin embargo, el errático y lento crecimiento reveló que otras variables no energéticas imponían sus propias restricciones a la recuperación del ciclo económico internacional por encima de los efectos benéficos aportados por la baja en el precio de los hidrocarburos.

Consecuentemente, en las regiones más desarrolladas del planeta donde la demanda mostró un escaso dinamismo, el problema más reciente ha sido el exceso de capacidad para generar electricidad. Hacia fines de los ’80 y principios de los ’90, cuando ya no había rastros de los temores apocalípticos despertados anteriormente por el precio del petróleo, la cuestión a resolver era cómo reducir los precios de la electricidad e introducir mayor eficiencia en la gestión global de las empresas del sector.

Mientras tanto, la interrelación entre deuda externa, déficit fiscal y alta inflación en numerosos países en desarrollo no productores de petróleo provocó, además de recesión económica, la descapitalización de las agencias o empresas públicas del área energética y, por ende, la imposibilidad de continuar y/o encarar nuevos proyectos. Inevitablemente, todo esto afectó la confiabilidad y calidad del servicio. El nuevo interrogante era cómo encontrar la manera de financiar la continuación de los proyectos interrumpidos o postergados, y de elevar los estándares del servicio eléctrico.

Resulta evidente hoy a la luz de lo sucedido en los últimos 10 años que, aún con urgencias y motivos inmediatos bastante diferentes, numerosos países desarrollados y otros en desarrollo han convergido en la búsqueda de respuestas a los problemas planteados mediante la implementación de diversos tipos de reestructuración del sector eléctrico.

En un contexto de reformas de mayor amplitud y alcance que apunta a elevar el nivel de la competitividad global de sus economías, numerosos países pertenecientes a ambos grupos abandonaron la integración vertical de generación, transporte y distribución e introdujeron mayor competencia en los mercados del sector eléctrico. Asimismo, se observa que las reformas apuntaron en casi todos esos casos a dar mayor responsabilidad al sector privado en la ejecución de inversiones y prestación de los servicios que en el pasado reciente. La mayor parte de los países que participan de este Seminario optó por hacerlo a través de programas integrales de privatización y concesión de las distintas áreas del negocio. Finalmente y como era de esperar, la dinámica reformista incluye el campo de la regulación estatal. Según los casos, las nuevas situaciones han demandado tanto la sanción y creación de flamantes marcos regulatorios y organismos de control, como la simple remodelación del acervo legal e institucional previo.

A juzgar por los aportes de los distintos participantes a este Seminario Internacional sobre Reestructuración y Regulación del Sector Eléctrico ya no se espera que el avance tecnológico provea por sí solo una respuesta salvadora y definitiva como a finales de los '70. Al borde del siglo XXI parece haberse desatado un nuevo afán por lidiar con los peculiares problemas de asignación de los recursos que plantean los distintos segmentos del negocio eléctrico. Con una mirada nueva y con un vasto stock de experiencia provisto por los vecinos, los países buscan el "blend" más adecuado de competencia y regulación que permita distribuir los beneficios entre inversores y clientes en forma equilibrada en cada mercado.

Las ponencias que se resumen a continuación revelan los esfuerzos realizados y los logros obtenidos para ir resolviendo tanto los problemas derivados de la capacidad excedente y precios altos como las dificultades ocasionadas por el desfinanciamiento y la pobre calidad del servicio.

Causas, Formas y Objetivos de la Reestructuración.

La comparación de las distintas experiencias indica que la implementación de cierto grado de reestructuración de la tradicional integración vertical del sector eléctrico, formó parte de la introducción de los nuevos mecanismos de incentivos.

En un extremo del espectro de los casos de reformas aparecen Noruega, Suecia y Colombia, donde las reformas no incluyeron la desintegración total de los segmentos del negocio ni tampoco su privatización. Por su parte, España parece ocupar una posición media al disponerse a iniciar una reestructuración parcial e introducir competencia en forma gradual pero sin alterar demasiado el equilibrio entre las empresas privadas del sector y el Estado planificador. En los Estados Unidos de Norteamérica el Gobierno Federal recién ha iniciado un proceso de reformas que básicamente apunta a que las empresas privadas del sector garanticen el acceso abierto a los servicios de transmisión, se desintegren funcionalmente, y que permitan establecer una red de información para compartir lo que se podría llamarse supercarretera informática eléctrica. Por último, Gran Bretaña, Chile, Argentina, Perú, y el estado de Victoria, en Australia, se ubican en el extremo opuesto. Aunque movidos por diversas clases de urgencias -Gran Bretaña por las dificultades vinculadas con el exceso de capacidad; Chile, Argentina y Perú más que nada por el desfinanciamiento, la falta de inversión y la pobre calidad del servicio; y el estado de Victoria un poco por algo de ambas razones-, todos ellos realizaron reestructuraciones profundas que incluyeron la privatización del sector.

En Noruega, el exceso de capacidad y ciertas ineficiencias en la asignación de los recursos motivaron los cambios. No obstante y como explicó John Henrick Sagen, sus dirigentes optaron por un estilo de reestructuración “contable” y mantuvieron el negocio en manos estatales.

“...Básicamente, diría que teníamos dos problemas: capacidad excedente y necesidad de mejorar la eficiencia del sistema. Entre otras cosas, esto llevó a que se hayan construido centrales hidroeléctricas costosas en algunas partes del país cuando había proyectos menos costosos en otras áreas. Y los monopolios existentes transfirieron el costo a los clientes. Como respuesta luego del cambio de Gobierno en 1989 y en el término de un año, instauramos lo que, en cuanto a principios, llamaría el sistema de mercado más abierto en el sector electricidad en el mundo entero. Creo que hoy en día también lo es en la práctica. Ello ha sido consecuencia de la aplicación de la nueva Ley de Energía de 1990. La ley obligó a que debía haber acceso abierto a todas las redes sin discriminación ni restricciones y por igual tanto para grandes consumidores, empresas de distribución, productores, domicilios particulares y a quienes comercian la electricidad. Esto se realizó sin separar el suministro, la transmisión y la distribución como entidades legales independientes. Lo que se hizo fue una división entre operación y finanzas. Tenía que haber transparencia de cuentas por lo que la única reestructuración que hubo fue la división en dos de la empresa de energía estatal. Los objetivos enunciados por la Ley son la eficiencia económica, la seguridad en el suministro y la igualdad de precios de la electricidad a nivel nacional. La idea es usar precios de mercado siempre que sea posible pero se apela a la regulación formal cuando hay actores dominantes”.

Noruega	CAUSAS DE LAS REFORMAS <i>Capacidad excedente y necesidad de mejorar la eficiencia del sistema</i>
	TIPOS Y FORMAS <i>Integración operacional pero separación contable entre operación y finanzas; propiedad estatal</i>

Suecia recién iniciará sus reformas en 1996. Según Bo Lyndörn estas incluyen la desintegración del sector pero sin que sea privatizado. El objetivo es aumentar la eficiencia y reducir costos y precios mediante la introducción de prácticas de mercado.

“...A principios de la década del ‘70 el país tenía un alto grado de dependencia respecto de la importación de petróleo. Como respuesta se implementaron políticas para disminuir esa dependencia. No obstante, no hemos incrementado el uso de la electricidad en la medida que correspondería. En consecuencia, hemos decidido separar las distintas etapas del negocio e introducir competencia. Está prohibido mantenerlas en la misma unidad legal, de manera que las actividades de producción y venta de electricidad deberán ser unidades separadas, distintas de aquellas que manejan los sistemas de transmisión. Por supuesto, es urgente e importante tener un marco legal que garantice un buen sistema para posibilitar la competencia. Naturalmente, los objetivos de las reformas son incrementar la eficiencia en el uso del capital en la industria de la electricidad y colocar al cliente como centro del mercado. Estas iniciativas no forman parte de ningún programa de privatización. Se trata solamente de tornar más eficiente a la industria a través de la competencia”.

Suecia CAUSAS DE LAS REFORMAS
Necesidad de mejorar la eficiencia en la industria

TIPOS Y FORMAS
Desintegración operacional (venta y producción unidades separadas de la transmisión); propiedad estatal

El marco general de las reformas realizadas en Colombia es sin duda el proceso de apertura de su economía a los mercados internacionales. No obstante, por ahora se ha optado por separar los distintos segmentos del negocio eléctrico sin recurrir a la privatización. El sistema funciona con un alto índice de pérdidas técnicas y de fraudes (robo de energía). De acuerdo con Luis Ignacio Betancur Escobar las metas eran incentivar la inversión y elevar la calidad del servicio.

“...El proceso se originó en buena parte -al igual que en otros países de América Latina- por la apertura económica. No obstante, ya venía de tiempo atrás una preocupación especial no sólo por la electricidad sino en general por los servicios públicos. Todos ellos eran percibidos por los usuarios como ineficientes, demasiado costosos y al mismo tiempo muy caros a pesar de sus bajas tarifas. Incluso, pese a recibir subsidios muy elevados, en las empresas tanto la inversión como el mantenimiento se habían reducido a un mínimo. En consecuencia, hemos separado -haciendo uso de las experiencias de los modelos británico, chileno y argentino- la generación y la comercialización y hemos introducido competencia. Por otro lado, la transmisión y la distribución son reguladas. Apuntamos a establecer un sistema de muchísima competencia

Colombia CAUSAS DE LAS REFORMAS
Apertura económica; necesidad de mejorar la eficiencia, la inversión y el mantenimiento en la industria

TIPOS Y FORMAS
Desintegración operacional; propiedad estatal; hay marco legal para privatizar pero no se prevé hacerlo actualmente

y, de esta manera, si es que llegamos a unas tarifas de verdad costeables, estimular a que los usuarios incluso los residenciales puedan escoger el prestador de su servicio. Quizás en el día de mañana se buscará la privatización; existe el marco legal para poder hacerlo pero no es contemplada actualmente. Incluso, pese a recibir subsidios muy elevados, en las empresas tanto la inversión como el mantenimiento se habían reducido a un mínimo. En consecuencia, hemos separado -haciendo uso de las experiencias de los modelos británico, chileno y argentino- la generación y la comercialización y hemos introducido competencia. Por otro lado, la transmisión y la distribución son reguladas. Apuntamos a establecer un sistema de muchísima competencia y, de esta manera, si es que llegamos a unas tarifas de verdad costeables, estimular a que los usuarios incluso los residenciales puedan escoger el prestador de su servicio. Quizás en el día de mañana se buscará la privatización; existe el marco legal para poder hacerlo pero no es contemplada actualmente”.

A mediados de los '80, España puso en funcionamiento las centrales nucleares que decidió construir luego de la primera crisis petrolera internacional de 1973-1974. Como en otros casos, ello provocó un significativo exceso de capacidad seguido de una crisis de las empresas del sector. El Gobierno introdujo entonces una reestructuración parcial del sector. No obstante, en los '90 la acuciante necesidad de mejorar la eficiencia del sistema eléctrico desató una segunda etapa de reformas que será realizada en forma gradual y que incluyen la desintegración, la reducción de la influencia de la planificación estatal y la creciente introducción de mecanismos de mercado. Luis Rodríguez Romero señaló que:

“...El sobredimensionamiento desató una crisis financiera en algunas de las empresas privadas españolas que formaban parte del sector. Ello a su vez provocó una fuerte concentración: quedaron dos empresas muy grandes y otras pequeñas, y otras en el margen mucho más pequeñas. En consecuencia, el Gobierno decidió separar la transmisión del conjunto del sistema, y asignarlo a una empresa que también pasó a responsabilizarse del Despacho Centralizado del Sistema. No obstante, no se alteró el carácter mixto del sistema, predominantemente privado en su composición pero con planificación y asignación a cargo del sector estatal. A partir de la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional de diciembre de 1994 se apunta a corregir los aspectos negativos de lo realizado a mediados de los '80. ¿Cuáles son las características del sistema que nos proponemos ir cambiando? En primer lugar, tanto la decisión de aumentar la capacidad como la de asignarla a determinada empresa, se originan en la planificación estatal. En segundo lugar, la retribución de los servicios se realiza a partir de estándares que se fijaron a los distintos agentes del sistema, en generación, en distribución, en todas las partes del sistema. Estos estándares están relacionados con los costos reales, pero no son los costos reales. Constituyen

España

CAUSAS DE LAS REFORMAS

Exceso de capacidad seguido de una crisis financiera de las empresas del sector

TIPOS Y FORMAS

Desintegración operacional parcial; creación sistema dual: el integrado actual (que separa generación y distribución) más un nuevo sistema independiente; creciente influencia competencia y reducción planificación estatal; propiedad estatal y privada

una especie de «benchmark», un «yardstick», una referencia para la gestión de las empresas. Estas tienen que maximizar su retribución disminuyendo lo más posible el costo real en que incurren respecto del costo estándar que se les asigna. En tercer lugar, existe un despacho centralizado que sigue prioridades económicas, pero que sigue también de una forma manifiesta la prioridad nacional de mantener el carbón nacional como carburante. Por último, hay un sistema tarifario unitario a nivel nacional y al existir dentro de este sistema distintos agentes, es necesaria la segunda parte que es una redistribución de las rentas entre todos los agentes para cubrir sus costos estándares, no reales, sino estándares. Como consecuencia de todo lo anterior las empresas no tienen realmente autonomía competitiva toda vez que simplemente se limitan a cumplir de la manera más eficiente posible los objetivos que les son fijados. El despacho centralizado les dice cuándo deben entrar en funcionamiento. No tienen tampoco ninguna autonomía competitiva desde un punto de vista dinámico, es decir, cualquier decisión respecto a la ampliación del sistema no depende de ellas, depende de la decisión de la planificación energética del país. No se estimulan los cambios tecnológicos y la adaptación a ellos es lenta. Por otra parte, el sistema de fijar una referencia o patrón para la gestión conduce a que todos los incrementos de eficiencia vayan hacia las empresas. El consumidor no participa de esos incrementos de eficiencia. Tampoco proporciona incentivos para hacer cambios cualitativos, es decir, en la calidad de la distribución. No obstante, nuestra decisión es construir algo nuevo sobre este sistema e introducir la competencia en forma gradual”.

Las reformas que se han iniciado en los Estados Unidos de Norteamérica apuntan a garantizar mayor acceso a la transmisión de electricidad. La tendencia dominante y la razón para adoptar un acceso mayor a la transmisión es que ya existe una competencia creciente en los mercados de generación de la energía. Vicky Bailey insistió en que para que esta competencia se desarrolle sobre una base justa, es necesario un mayor acceso entre compradores y vendedores mayoristas de energía.

“...El empuje del mercado probablemente haya provenido de la Comisión Federal de Regulación de la Energía (Federal Energy Regulatory Commission). No cabe duda que esta Comisión ha hecho todo dentro de sus posibilidades para crear un mayor acceso al sistema de transmisión. Por supuesto, la Ley de Política Energética de 1992 aceleró y confirmó la orientación de la Comisión y nos encontramos ahora en la etapa de ver esta tendencia hacia una mayor competencia en los mercados mayoristas que lógicamente conduce a posibilitar un acceso integral en toda la red. Podría decir que ha existido un tironeo para lograr este acceso. El mercado mayorista de la energía ha evolucionado al punto en que compradores y vendedores están demandando acceso. Nos han empujado a examinar problemas del poder de mercado que

Estados Unidos CAUSAS DE LAS REFORMAS
Necesidad de garantizar mayor acceso a la red de transmisión

TIPOS Y FORMAS
Facilitar competencia en mercados mayoristas; normas (NOPR) para acceso abierto a red; des-integración operacional que separa transmisión de generación; propiedad privada

surgen cuando las empresas se fusionan y solicitan renuncia a la aplicación de lo que históricamente han sido tarifas basadas en los costos. Hemos visto un número creciente de vendedores mayoristas dispuestos a competir en los mercados; números crecientes de empresas de servicios públicos y productores de energía independientes que han seleccionado tarifas basadas en el mercado. Los compradores han reclamado durante años, exigiendo acceso a los vendedores y este es el tironeo del mercado al que me refiero. En consecuencia la Comisión Federal de Regulación de la Energía (FERC) ha elaborado y dado a conocer las normas propuestas (NOPR) para el acceso abierto. Nuestra propuesta consiste básicamente en requerir acceso abierto en una red ya integrada y también buscar lo que llamamos «comparability» (comparabilidad) y desintegración funcional. Primero, se requerirá el suministro de servicios de transmisión sobre una base abierta, no discriminatoria. Al mismo tiempo incluimos aquí lo que llamamos un NOPR suplementario dirigido al problema de la recuperación de costos «stranded» (desviados) y lo consolidamos en la propuesta de acceso abierto. En segundo lugar, se requerirá que el propietario de la empresa divida el suministro de estos servicios de transmisión de la operación de los recursos de generación que utiliza para las ventas de energía al por mayor. Por último, pretendemos que se establezca la red de información para compartir aquello del uso y disponibilidad de los servicios de transmisión, lo que podría llamarse supercarretera informática eléctrica. Naturalmente, el objetivo de estas propuestas NOPR para el acceso abierto es promover la competencia en el mercado mayorista. Ahora bien, la cuestión de cómo llegamos de donde estamos hasta allí es lo que estamos debatiendo en la actualidad. Nos proponemos llegar allí de a poco, quizás conectando pequeñas piezas a fin de lograr nuestro objetivo, y esperemos que con éxito”.

En Gran Bretaña, al igual que en la mayoría de los países desarrollados, las reformas fueron causadas por la existencia de capacidad excedente y un ínfimo crecimiento de la demanda. David Newbery enfatizó que la inversión no constituía un problema acuciante como en los países en desarrollo. La cuestión era reducir los precios de la electricidad e introducir una mayor eficiencia en todo el sector. Para hacerlo se optó por la reestructuración profunda del sector y la privatización de la mayor parte de las unidades de negocios.

“...El problema consistía en cómo crear incentivos para mejorar la eficiencia de las empresas y, en especial, asegurar que su inversión no fuese excesiva y tampoco demasiado costosa. Sin duda, la privatización fue una de las claves para alterar el equilibrio de fuerzas que provocaba la ineficiencia del sector y poder crear mejores incentivos. El sistema antiguo consistía en una generación y transmisión integradas. Cuando se reestructuró la industria el sistema de transmisión fue separado y, por otro lado, se formaron tres empresas de generación. En la actualidad, los productores individuales de energía pueden ingresar a la industria y algunas empresas de electricidad regionales tienen

Gran Bretaña	CAUSAS DE LAS REFORMAS Necesidad de mejorar la eficiencia; exceso de capacidad e inversión
	TIPOS Y FORMAS Desintegración operacional de generación y transmisión; privatización

intereses económicos en su propia generación. Como en estos segmentos del sector la competencia puede ser posible, se optó por dividir y desintegrar. Sin embargo, hay otras partes de la industria que son monopolios naturales y, por lo tanto, deben ser reguladas. Este es el caso de los cables, transformadores y conexiones; la transmisión de alta tensión y la distribución a nivel local”.

País pionero en el mundo de las reformas radicales, Chile realizó la desintegración del sector y su privatización debido a la desfinanciación que sufrieron las empresas públicas eléctricas como consecuencia de las altas tasas de inflación del período 1970-1975. Según afirmó Andrés Alonso Rivas:

“...El origen de la reestructuración fue la descapitalización de las empresas del sector y la concentración de la actividad en prácticamente una sola empresa estatal de los roles normativos y empresarial del Estado. La tarifa de la electricidad estaba subsidiada y era inferior a los costos, lo que producía un fuerte compromiso estatal en el desarrollo del sector y, por otra parte, traía problemas financieros para las empresas. El mercado eléctrico se reformó a comienzos de los años '80. Se realizó la desintegración de las dos empresas estatales que concentraban aproximadamente el 90% del mercado, y las distintas unidades de negocios fueron privatizadas. Los objetivos son impulsar la competencia en generación, la claridad en transmisión y la entrega de la eficiencia de las empresas distribuidoras a los clientes”.

Chile

CAUSAS DE LAS REFORMAS

Desfinanciación empresas por inflación y tarifas subsidiadas en 1970-75

TIPOS Y FORMAS

Desintegración operacional de las 2 empresas estatales; privatización

En la Argentina, las crisis macroeconómicas de los '80 resultantes de la interrelación entre deuda externa, alta inflación y creciente déficit fiscal afectaron seriamente la capacidad instalada y la prestación del servicio de las empresas públicas. Tal como lo explicó Alberto Devoto, la reestructuración y privatización del sector eléctrico fueron parte de las políticas de reforma del Estado iniciadas en los '90 para reconstituir la inversión en infraestructura y recuperar la confiabilidad y la calidad del servicio.

“...Hasta el inicio de las reformas, las principales empresas eran de propiedad del Estado y además estaban verticalmente integradas. Durante las décadas anteriores, estas empresas padecieron con frecuencia fuertes interferencias políticas y fueron manejadas con ineficiencia administrativa. En particular, funcionaban con una disociación entre precios y costos, y a medida que se agudizaron las restricciones macroeconómicas ello condujo a

Argentina

CAUSAS DE LAS REFORMAS

Necesidad reconstituir inversión y confiabilidad del servicio afectados por crisis macroeconómicas años '80

TIPOS Y FORMAS

Desintegración operacional (generación, transporte y distribución); privatización

la desinversión y, prácticamente, al colapso de la actividad de generación. A partir de los años '90, el sector eléctrico comienza a ser transformado por las políticas de apertura de mercados que se extienden a todo el sistema económico. Las nuevas reglas de juego se propusieron introducir la competencia donde fuera posible y establecer un esquema de regulación para controlar los tramos monopólicos de la industria. El sector eléctrico fue separado en los tres tramos de generación, transporte y distribución. Las empresas estatales existentes fueron desintegradas y se creó un número considerable de unidades de negocios que posteriormente fueron privatizadas. Es importante señalar que previamente se realizó un reordenamiento institucional del sector al establecer un marco regulatorio y crear las unidades de negocio. Las reformas otorgan un lugar central al sector privado y se espera mucho de su capacidad de gestión, en particular, en lo relacionado con la realización de inversiones en equipo y tecnología de operación. Asimismo, en lo que tiene que ver con mantenimiento y reparación, prevención de riesgos, y reacción rápida y eficiente ante los requerimientos de los clientes”.

En el Perú, mientras tanto, las reformas -que incluyen la reestructuración y privatización del sector- surgieron para responder a los problemas de eficiencia en la gestión de las empresas, a los bajos niveles de electrificación, y a una demanda que está creciendo más rápidamente de lo previsto. Luis Alberto Haro Zabaleta puntualizó que:

“...Las dos últimas centrales hidroeléctricas fueron construidas en la década del '80, costaron cerca de us\$6,000 por kilovatio y fueron recién inauguradas en el año 1988. Nuestro país está geográficamente dividido en tres regiones: la costa, la sierra -que es el área central cruzada transversalmente por la cadena de los Andes, con altitudes de entre 4.000 y 5.000 metros de altura, y más al este la selva. Mientras en la costa, donde se concentra el grueso de las actividades económicas, el porcentaje de electrificación es del 85%, es mucho menor en la sierra y prácticamente nulo en la selva. Como resultado de estos comportamientos extremos el promedio nacional de electrificación es del 45%. Además, a principios de la década del '90, el crecimiento esperado del sistema eléctrico peruano estaba en el orden del 3%, pero la demanda actualmente está creciendo en el orden del 6 al 7% anual. Para responder a todos estos problemas desde 1992-1993 se produjo un cambio radical en el marco legal del sector eléctrico. Básicamente, se estableció la participación privada, el libre mercado y la competencia en el sector, y se retiró al Estado de las áreas potencialmente concebidas como de negocio eléctrico. No obstante, se mantiene su responsabilidad en la expansión del sistema hacia las áreas aisladas que todavía no cuentan con servicio eléctrico. En cuanto a la privatización debe decirse que para su implementación se ha ido separando las etapas de generación, transporte y distribución de las diversas empresas estatales. Se espera concluir el proceso durante 1996”.

Perú

CAUSAS DE LAS REFORMAS

Mejorar eficiencia en la gestión; elevar niveles de electrificación; absorber demanda en rápido crecimiento

TIPOS Y FORMAS

Desintegración operacional; (generación, transporte y distribución); privatización (última fase)

Del relato de Geoff Swier surgió que en el caso del Estado de Victoria en Australia, las causas que impulsaron la desintegración y privatización del sector eléctrico tienen mucho del perfil de los países más desarrollados pero también un poco de las urgencias propias de los países latinoamericanos.

“...El ritmo de crecimiento de nuestra economía es relativamente lento y, por cierto, la tasa de crecimiento de la demanda de electricidad tampoco es muy marcada. De modo que, por un lado, nuestras dificultades en el sector electricidad se relacionan principalmente con la eficiencia y el precio más que con el financiamiento de nuevas inversiones de capital. En realidad, el sistema de electricidad de Victoria se encuentra probablemente un tanto sobre capitalizado. Pero, además, Victoria estaba atravesando una profunda recesión, había sufrido una serie de colapsos financieros de instituciones financieras estatales y del sector privado. Las finanzas del Estado se encontraban en una situación complicada; había un déficit presupuestario enorme y la mayor deuda existente en un estado Australiano. Puede decirse, por lo tanto, que la reforma del sector de la electricidad fue una iniciativa clave de la política del nuevo Gobierno elegido en 1992 para ayudar a restablecer la posición competitiva de Victoria. Se apunta a obtener beneficios para la economía mediante la producción de energía a bajo costo, a mejorar la eficiencia, y a otorgar mayor capacidad de elección al cliente. Para lograr esos objetivos se ha realizado una reestructuración masiva durante los últimos dos años. El gobierno considera a la privatización como el próximo paso lógico”.

Australia (Estado de Victoria)

CAUSAS DE LAS REFORMAS

Mejorar eficiencia y precio en un sistema un tanto sobre-capitalizado, para restablecer competitividad

TIPOS Y FORMAS

Desintegración operacional; (generación, transporte y distribución); privatización en curso

Estructura y Funcionamiento del Sector Eléctrico a partir de las Reformas.

El sistema eléctrico noruego posee una alta complejidad interna y además está interconectado con los sistemas de energía térmica de los países vecinos. Con un 99% de fuentes hidroenergéticas, el consumo doméstico de origen hidroeléctrico se ubica entre el 75 y el 80%. En el país hay más de 600 centrales eléctricas, 30 productores importantes y muchos de pequeño tamaño. Asimismo, cuenta con 200 empresas de distribución, muchas de ellas verticalmente integradas. De acuerdo con lo que explicó John Henrick Sagen:

“...La empresa estatal de energía fue dividida entre Statnet que se ocupa de la red y Statkraft que es la empresa de energía que tiene el 30% de la producción. Otro 55% de la capacidad productiva está en manos de las municipalidades y distritos, y el 15% es privado. La mayoría de las empresas de distribución son municipales. Todo ello conforma un sistema compuesto por una red central, una red regional y muchas redes de distribución con clientes conectados

a todos los niveles de la red. Existen generadores tanto a nivel regional como a nivel de la red principal y algunos generadores también a nivel de la distribución. Incluso pequeñas centrales hidráulicas. Los generadores pagan su conexión y luego pueden vender a cualquier cliente o a otro comercializador dentro del sistema. La tarifa se abona en ese momento por lo que no hay conexión entre los arreglos comerciales y lo que se paga por la conexión al sistema. Me parece interesante señalar que no solamente tenemos una cantidad suficiente de vendedores y compradores independientes, también hemos desarrollado un sistema que incluye información abierta sobre precios y condiciones, libre elección de las partes contratantes, costos bajos en la transacción y una separación entre comercialización y transporte. En el funcionamiento del sistema, el mercado «spot» y el sistema tarifario con aranceles de entrada/salida juegan un papel muy importante. Anteriormente, este mercado «spot» se encontraba sólo abierto a generadores y se usaba para el intercambio de producción excedente. Pero, desde 1991 el mercado «spot» ha estado abierto a todos los actores del mercado: consumidores finales, productores y comercializadores. Con ello garantizamos seguridad en cuanto al suministro a todos los participantes. Más aún, para enfatizar el hecho de que siempre se puede adquirir electricidad en el mercado «spot», este mercado se ha desarrollado al punto de incorporar gran parte de la gestión de riesgos y se ha convertido en un mercado de futuros. Básicamente, tenemos el mercado «spot-day-ahead» (a la vista/día por adelantado) y el mercado para regular la energía que refleja el impacto de las discrepancias meteorológicas a corto plazo y constituye el instrumento principal para el despacho. Estos dos mercados están muy estrechamente conectados y los precios se siguen unos a otros. Por último, tenemos el mercado semanal que es un mercado de un año y medio por adelantado. Este se estableció como un mercado dentro de un contexto físico pues los generadores y productores sentían que se encontraban familiarizados únicamente con los contratos físicos y eran escépticos respecto de los contratos puramente financieros. Naturalmente, luego de algunos años han comprendido que estos contratos son, en realidad, sólo instrumentos financieros de protección y que el mercado hoy en día es exclusivamente un mercado de futuros donde toda la comercialización se va a realizar en el mercado «spot». De ahí que el volumen haya crecido sustancialmente. Por otra parte, aún hay contratos bilaterales y se observa que ahora son de más corto plazo que antes. En general, de uno a dos años y en este momento los precios se establecen sólo acorde al mercado «spot» por lo que en realidad el mercado «day-ahead» (día por adelantado) es una fuerza que impulsa a fijar los precios para todo el sistema. En resumen: la introducción del mercado «spot» con libre acceso trajo aparejado una reducción de precios para la mayoría de los clientes. En lo que se refiere a las tarifas del transporte, la regulación gubernamental establece que deben fijarse a fin de cubrir los costos, proporcionar el rendimiento necesario sobre el capital nacional y reflejar la carga sobre la red. Los dueños de la red no deben discriminar entre los usuarios. Finalmente y respecto de la distribución y transmisión, deseo puntualizar que el sistema de aranceles de entrada/salida ha dado un resultado favorable. Las tarifas se establecen como tarifas en los puntos de conexión y son independientes de los contratos de energía y recuerden que tenemos 30 redes de transmisión y 200 redes de distribución para coordinar. El arancel abonado en cualquier punto de conexión otorga acceso al sistema nacional interconectado y a todos los subsistemas incluyendo los de baja tensión. Quizás muy pronto también permitirá acceder al mercado nórdico y al intercambio con países

vecinos. Los aranceles se pagan tanto en puntos de entrada como de salida y la red adquiere las pérdidas, y los costos se incluyen en las tarifas”.

En Suecia -donde la hidroenergía representa alrededor del 50% del suministro total y la energía nuclear aporta la otra mitad- la estructura de la generación presenta un alto grado de concentración. Según Bo Lyndörn:

“...Si bien hay alrededor de 100 generadores de energía, el más grande representa casi el 52% del suministro, y los ocho más grandes juntos concentran el 95% de la generación total. Existe una red nacional, que es una empresa estatal. La autoridad sobre la red la ejerce la Junta Nacional de Desarrollo Técnico y de la Industria. Luego hay redes regionales, que cuentan con diez operadores. Por último, hay redes locales que tienen alrededor de 270 operadores. Con relación a la producción y el suministro de electricidad esperamos que, en el largo plazo, se impongan las reglas de la competencia. No obstante, durante los primeros cinco años habrá un sistema de concesión para el suministro que favorecerá la situación de los clientes pequeños. Este tipo de concesión para el suministro será el único precio de la electricidad que será regulado después del primero de enero de 1996. Quizás corresponda enfatizar que el sistema de concesión para el suministro jugará el papel de puente entre los dos sistemas y también hay roles adicionales respecto de los pequeños generadores de energía. En cuanto al sistema de transmisión, que es un monopolio natural, lo hemos separado de las actividades de producción y venta de electricidad. Habrá de funcionar con una supervisión estatal eficiente y, por supuesto, tendrá muchas obligaciones de conectar y transferir electricidad. Obsérvese que el sistema sueco es muy similar al noruego en cuanto a la accesibilidad a partir del sistema de arancel de entrada/salida. Esto significa que si se paga un arancel para obtener una conexión en un punto de la red, se tiene acceso a la red nacional completa y, también, más adelante y como un segundo paso, al Mercado Común Nórdico. De acuerdo con nuestro flamante marco legal las tarifas deben ser razonables y, por supuesto, estar basadas en los costos. No podrán basarse en la distancia, es decir, en el punto de la red en que se encuentra situado el cliente. Por otro lado, si ha pagado su arancel no se le cobrará otro arancel según el lugar de Suecia en que esté ubicado el proveedor”.

En Colombia, mientras tanto, el 52% de sus energéticos es electricidad, un 40% de derivados del petróleo, principalmente gas, y un 8% de carbón mineral. Casi el 80% de la generación se produce a base de hidroelectricidad. El resto es fundamentalmente gas. Las reservas comprobadas de gas han aumentado recientemente y se espera una mayor producción de electricidad a partir de este carburante. Además los usuarios residenciales van a poder tener mucho más gas directamente para reemplazar la electricidad. Pero Luis Ignacio Betancur Escobar explicó que la configuración actual está en camino de modificarse.

“...Hay una empresa transportadora y cuatro empresas de generación exclusivamente. Hay otras tres verticalmente integradas, localizadas en Bogotá y Medellín que son las ciudades más grandes, y el resto son empresas que producen parte de su propia energía y que ocupan una posición marginal. Luego están las empresas distribuidoras y comercializadoras que son 29 y que no producen ninguna electricidad. Recientemente, hemos separado -de acuerdo

con los modelos británico, chileno y argentino- la generación y la comercialización de la transmisión y la distribución que son reguladas. En materia de distribución son exclusivamente sus dueños los que operan las redes; hay libertad de entrada, es decir, no en la transmisión pero sí en distribución cualquiera puede instalar líneas y no necesita un permiso específico. Además puede haber un comercializador en el sentido de que él no tenga la operación ni la propiedad de las redes de distribución a baja tensión sino que utilice las redes de cualquier distribuidor. A principios de 1995 se organizó el mercado mayorista que comenzó a funcionar con dos modalidades. Por un lado hay una bolsa muy al estilo del «pool» británico y, por el otro, hay unos contratos que en cualquier caso se registran en la bolsa y el despacho mismo se hace por mérito económico. De tal forma que, en cierta manera, los contratos son una especie de instrumentos financieros de protección contra la volatilidad de los precios en la bolsa. La bolsa es manejada por la misma empresa de transmisión y allí mismo se hace el despacho. Sin embargo, está previsto en la ley del año 1994 que, al igual que en el caso argentino, el despacho y los intercambios los maneje una empresa aparte, que incluso podría ser una empresa privada. En nuestro proceso de reforma lo primero que se hizo fue establecer los cargos por el uso de las redes de alta, media y baja tensión. Como resultado hoy en día los usuarios grandes -aquellos que tienen más de dos megavatios- están efectivamente comprando en el mercado a empresas a las cuales no estaban conectadas, utilizando las redes de la empresa que tradicionalmente los servía. Incluso las empresas comercializadoras y distribuidoras, están obligadas a comprar después de un mecanismo de libre competencia, es decir, tienen que salir al mercado a buscar aún aquellas integradas como las de Bogotá y Medellín -las más grandes antes de usar su propia electricidad, o ir a todos los generadores existentes y a aquellos que han anunciado que van a tener plantas en los próximos años, para asegurar que efectivamente el precio, las condiciones de la electricidad, si no es en la bolsa, se compre al mejor precio. Finalmente, yo diría que buscamos la autosuficiencia de las empresas con tarifas costeables. Esto incluye un mecanismo que es una especie de impuesto a los usuarios no residenciales y a los más ricos de los usuarios residenciales para subsidiar una parte del consumo básico. De manera que para las personas de menores recursos habrá un subsidio de casi el 40% del costo por los 200 kilovatios hora/mes que consuman”.

En España, donde la distribución de capacidad instalada y fuentes de energía muestra una equilibrada participación de hidroelectricidad, nuclear, carbón -parte del cual es importado- y petróleo y gas, todavía es un poco temprano para observar los resultados de los cambios introducidos por las últimas reformas de principios de 1995. Particularmente, cuando la intención del gobierno es la de introducir gradualmente la competencia sin demoler el peculiar sistema mixto español, predominantemente privado en su composición pero con planificación y asignación a cargo del sector estatal. Según Luis Rodríguez Romero:

“...En la actualidad el sector está concentrado y existen básicamente empresas integradas. ENDESA, de carácter estatal, solamente integra generación y distribución porque a mediados de los '80 se tomó la decisión de separar la transmisión y asignar esa actividad a una empresa independiente, que es la que actualmente hace el despacho centralizado del sistema. También existe un grupo privado en torno a la empresa Iberdrola, y después

pequeñas empresas, algunas de ellas conectadas con alguna de las anteriores. La Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional de fines de 1994 se propone corregir gradualmente los aspectos negativos de este sistema. Se apunta a transformar el actual sistema en un sistema dual: se mantiene el que está al tiempo que se crean las bases de un paralelo que será el sistema independiente. En el sistema integrado se separará lo que es generación y distribución de las diferentes empresas para ir formando futuros mercados. Seguirá existiendo el despacho centralizado y este sistema dará servicios de apoyo al sistema independiente, a través de transacciones económicas con sus miembros. Se contempla incluso la posible incorporación de empresas comercializadoras. Dentro de lo que es el despacho centralizado, se establecerá un precio mayorista de la energía por unidad de tiempo, cada media hora, una hora, y se permitirá el acceso a esa especie de espacio centralizado que actúa como mercado de grandes consumidores. Asimismo, se incorporarán las subastas competitivas para asignar los aumentos de capacidad junto a la decisión del organismo de planificación. También se permitirá algún grado de competencia en lo que es el despacho centralizado en el cual, aparte de los criterios generales que afectan al orden en que entran los distintos combustibles, se dejará un espacio para cierto «bidding» de ofertas competitivas dentro de los costos variables en cada uno de ellos. Los costos fijos se cubren a través de los costos estándares y en los costos variables se dejará margen a ciertas ofertas. Por otra parte, las retribuciones se seguirán basando en términos de estándares de referencia y las tarifas se fijarán a nivel nacional. No obstante, los estándares serán revisados con una fórmula de tipo «price cap» para incluir una estimación de los incrementos esperados de eficiencia del sistema. También se introducirán incentivos a la calidad del servicio en la retribución de las distribuidoras. En lo que respecta al sistema independiente allí se permitirán contratos bilaterales libres, y se asegurará un acceso no discriminatorio a las redes de distribución y transmisión, incluyendo un servicio de apoyo por parte del sistema integrado”.

Como en otras experiencias ya comentadas, tal vez sea temprano aún para visualizar los cambios producidos por las reformas en la estructura y el funcionamiento del sector de un país tan vasto. Vicky Bailey señaló que a partir de la Ley de Política Energética de 1992 -que de alguna manera instaló una nueva visión sobre la forma de enfocar las áreas más competitivas- la Comisión de Regulación ha lanzado numerosas contribuciones para promover la competencia.

“...Les puedo mencionar la «Exempt Wholesale Generator Rule» (Norma de Exención del Generador Mayorista), la «Transmission Information Rule» (Norma de Información sobre la Transmisión), la «Regional Transmission Groups Policy Statement» (Declaración de Política Grupal sobre Transmisión Regional), y la «Pricing Policy» (Política de Precios). Las normas contenidas en el NOPR para el acceso abierto están destinadas a promover la competencia en el mercado mayorista. Respecto del funcionamiento, debemos asegurarnos que haya una competencia suficiente y justa antes de largar las riendas de la regulación. Esto es lo que estamos consultando y sobre lo que estamos recibiendo comentarios en nuestra notificación de propuestas sobre la elaboración de normas NOPR. Hemos planteado nuestra propuesta de acceso abierto y al hacerlo estamos preguntando cómo deberíamos permitir al mercado fijar los precios para la producción de la generación existente. ¿Cómo articular nuestras metas para conducir esta transición? Diría que probablemente nuestra primera

meta sea promover la eficiencia en el negocio de la electricidad. En primer lugar, por la salud y estabilidad financiera de nuestras empresas en el ramo de la electricidad. No queremos dañar a la industria de la electricidad puesto que es un componente vital de nuestra economía. Provocar una elevación de sus precios equivaldría a deprimir la vitalidad de prácticamente todos los sectores de la economía del país. Es muy importante reconocer esto ya que los Estados Unidos de Norteamérica buscan mantener su posición en la economía global. Por el contrario, nuestro esfuerzo apunta a lograr un suministro de electricidad a más bajo costo a través de, por ejemplo, las turbinas de combustión supereficientes. Aquí es decisivo encontrar las formas de explotar las eficiencias económicas que ofrecen estas maquinarias. Asimismo y dado que esta industria presenta una gran intensidad de capital, también deberíamos luchar para usar nuestros activos de la mejor forma posible. No queremos crear incentivos para que se dupliquen las construcciones. En gran medida son los mercados los que pueden determinar mejor la forma de asignar el capital y los reguladores debemos ser prudentes en cuanto a cómo nuestras decisiones pueden afectar las decisiones privadas de asignación. Por eso debemos asegurarnos que la desintegración de generación y transmisión promovidas por las normas NOPR se realice sin afectar la confiabilidad del servicio”.

En Gran Bretaña, donde la privatización fue una de las claves para alterar el equilibrio de fuerzas que generaba las ineficiencias, el sistema antiguo consistía en una generación y transmisión integradas en una empresa cuyo servicio alcanzaba sólo a Inglaterra y Gales. Escocia, por su parte, se encontraba por separado. También existe un eslabón con Francia y las empresas de distribución eran las distribuidoras regionales. Según David Newbery:

“...Cuando se reestructuró la industria, el sistema de transmisión, la Red fue separada de la junta central de electricidad y se formaron tres empresas de generación. Por un lado, National Power y PowerGen se encargan de la generación mediante combustibles fósiles, y Nuclear Electric se encarga de todas las centrales eléctricas nucleares en Inglaterra y Gales. Estas empresas se encuentran ahora en una posición similar de acceso a la transmisión como Escocia y Francia. Hay licencias de generación para los diversos generadores. Nuclear Electric tiene una bastante diferente debido a sus problemas especiales de seguridad y eso se especifica en la licencia. Los proveedores privados de electricidad que pueden competir por los clientes tienen licencias y se los denomina proveedores «de segunda categoría». Aparte de esto podría decirse que estas actividades no tienen esencialmente condiciones regulatorias. Quienes en realidad sí las tienen son las partes del monopolio natural que corresponden a la empresa nacional de la Red, con la licencia de transmisión, y las empresas de electricidad regionales (RECs) con las licencias públicas de suministro de la electricidad. En ellas se especifica la forma de regulación del precio, y se establecen los logros a ser obtenidos tales como evitar subsidios cruzados y comprar económicamente. Esto es importante pues también se les permite ser propietarios de su propia generación, por lo que no se les permite intentar transferir sus ganancias a una generación no regulada. El sistema de precios «spot» se basa en licitaciones diarias. Está cubierto por contratos financieros; no tenemos contratos físicos. El mecanismo para pagar la capacidad es el valor de la carga perdida y la probabilidad de pérdida de carga. Esto significa que a quien no se le permite generar, se le abona la ganancia

perdida. Y si se lo obliga a funcionar a fin de satisfacer un déficit en el suministro, se le paga por lo hecho y no el precio del «pool». El «pool» es un sistema de «día por adelantado» (day-ahead) y funciona con un esquema sin restricciones que ignora todas las limitaciones en la transmisión a fin de determinar qué plantas funcionarían si no hubiera restricciones, y luego establece qué plantas deben funcionar a fin de determinar cuáles son los pagos por la restricción. La generación tiene ingreso libre. La red es responsable de la expansión de la misma. Este es un aspecto esencial del sistema y la red tiene normas de calidad del servicio muy bien definidas; por lo tanto, si ingresa generación y solicita que el sistema sea fortalecido, la responsabilidad recae en la Red Nacional. La transmisión se encuentra regulada en base a una demanda máxima para el sistema, corregida por pronóstico meteorológico. Por ende, no depende del millaje de cables o algo similar. Su responsabilidad es invertir a fin de mantener estas normas. La distribución está regulada del mismo modo. Es importante señalar que a partir de 1998 cualquier cliente podrá contratar con cualquier proveedor de electricidad. Esto eliminará la base sobre la que pueden firmarse contratos a largo plazo con los generadores, pues las empresas regionales de electricidad no tendrán más un mercado cautivo y esto plantea interrogantes interesantes respecto de las inversiones futuras”.

La fuente primaria de energía para la generación eléctrica en Chile es primordialmente hidráulica. Luego están la energía del petróleo, y más atrás el carbón, el gas y la leña. Antes de la reforma existían dos empresas estatales, ENDESA y Chilectra, que estaban verticalmente integradas y concentraban casi el 90% del mercado. Tal como señaló Andrés Alonso Rivas:

“..El proceso de privatización empezó en el año 1980 cuando se concesionaron dos empresas distribuidoras, que representaban aproximadamente el 7% de la distribución. El proceso siguió hasta fines de los '80 y el esfuerzo estuvo puesto en consolidar el ingreso de empresas privadas al sector. A partir de la promulgación en 1982 de la Ley General de Servicios Eléctricos no se requiere ningún tipo de concesión para poner una central generadora. Existe un despacho coordinado, lo que nosotros llamamos el CEDEC -Centro de Despacho Económico de Carga- donde la tarificación tanto entre generadores como a cliente final está hecha en base a costos marginales. En el caso del transporte tenemos el acceso abierto a la red y está regulado el valor de los peajes. La distribución, por su parte, es una actividad que funciona por concesión del Estado. De acuerdo con esto se establecen los precios que puede cobrar la empresa a sus clientes mediante la simulación de los resultados de una empresa modelo en términos del valor agregado de distribución que se tiene que aplicar a los precios de generación/transmisión. Por otra parte, una vez que se han calculado los precios del valor agregado de las empresas distribuidoras se hace un chequeo de rentabilidad del conjunto de las distribuidoras tendiendo así a que haya competencia entre ellas. Debe decirse también que al mismo tiempo funciona un segmento de precios libres para consumos de dos megawatts, para calidades especiales del servicio, y cuando el servicio es inferior a doce meses. El mercado eléctrico tiene un centro de despacho económico donde los diferentes generadores intercambian transacciones de energía y potencia en base a los costos marginales respectivos. Por otro lado, estos generadores acceden a sistemas de transmisión donde los peajes son regulados. El concesionario de distribución vende al cliente regulado a un precio que nosotros denominamos «precio nudo» que es calculado por la Comisión Nacional de

Energía cada seis meses, publicado en los meses de abril y octubre y, por otro lado, está el cliente libre que puede ser atendido tanto por los concesionarios de distribución cuando están en su zona de concesión, o por los generadores. Es interesante señalar que, más recientemente, a partir de 1993, el proceso de reformas tendió a formar y fortalecer la competencia en los mercados”.

En la Argentina la energía nuclear aporta casi el 10% de la generación. El resto está dividido en partes iguales entre generación hidroeléctrica y generación térmica, fundamentalmente en base a gas, dada la abundancia de este recurso. Hasta la privatización las principales empresas eran de propiedad del Estado y además estaban verticalmente integradas. Alberto Devoto puntualizó que:

“...Al igual que en el resto de los países, es en la generación donde se logró introducir mayor competencia luego de las reformas. El transporte y la distribución, por sus características de monopolios naturales, fueron concesionados y son regulados por el Estado. Ahora el acceso a la generación es absolutamente libre y los precios se forman en el mercado mayorista en función de los costos marginales. En estos momentos tenemos un poco más de cuarenta empresas generadoras de distinto tipo y la más grande de ellas no alcanza a tener el 8% de la capacidad instalada. Aquí hay absoluta libertad de competencia, lo que supone también la casi inexistencia de restricciones a la entrada. Los precios de despacho se forman en el mercado mayorista en función de los costos marginales de las empresas. El sistema de mercado funciona a través de una compañía administradora del mercado mayorista eléctrico -CAMMESA- que a su vez opera el despacho. En cierto modo, CAMMESA realiza dos funciones: como sociedad anónima compuesta por capitales privados y una parte estatal que posee una «golden share», administra el «pool» y, además maneja el despacho. El despacho se rige por normas establecidas por la Secretaría de Energía, que es la autoridad sectorial en la materia, y que se basan en este momento en el costo marginal de corto plazo de los generadores. Aquí se tiene en cuenta que los generadores tienen la posibilidad de fijar el precio del combustible que están utilizando. Esto genera dos tipos de precios: los que fija el mercado en el mayorista, y los administrados que luego se aplican tanto para transporte como para distribución. Los generadores reciben además otras retribuciones en función de la potencia puesta a disposición, la reserva fría, la potencia reactiva y el uso de recursos estabilizantes. El sistema de transporte, por su parte, fue concesionado a una sola empresa que opera la red nacional, y a cinco empresas que operan las redes regionales. Los concesionarios de transporte están obligados a operar y mantener las redes. Es un sistema de libre acceso de terceros a la red, pero los transportistas no tienen la obligación de realizar las ampliaciones. En lo que concierne a la concesión de la distribución esta se ha realizado en el Área Metropolitana de Buenos Aires y se encuentra en avance en las provincias del interior del país. La empresa estatal que operaba en el Área Metropolitana de Buenos Aires fue dividida en tres unidades de negocios que luego fueron concesionados. De manera similar a la actividad de transporte, los distribuidores están obligados a abastecer toda la demanda que se les solicite y a abrir sus redes al uso de terceros bajo ciertas condiciones. Pero a diferencia de lo que sucede en el transporte, los distribuidores tienen la obligación de realizar las expansiones. No obstante, dado que los distribuidores tienen la concesión de un monopolio

en un área geográfica controlada por el regulador, también se ha buscado introducir competencia otorgando a los usuarios la posibilidad de buscar alternativas de suministro. Originalmente, todo gran usuario con una demanda superior a los cinco Mega podía celebrar contratos libremente con un generador, pagando los cargos de peaje al transportista y al distribuidor que tiene la obligación de abrir sus redes. Posteriormente, y a poco de iniciado el proceso de privatización, este umbral fue bajado a un Mega y el año pasado fue bajado a 100K. Como resultado en estos momentos existen alrededor de 400 contratos entre grandes usuarios de estas características con generadores de fuera del área de los concesionarios de la distribución”.

Actualmente, en Perú el proceso de reformas está en su fase final y se está privatizando el 60% de las acciones de las empresas estatales. Otro 10% será vendido a los trabajadores de esas empresas como primera opción y el 30% restante será ofrecido en la Bolsa de Comercio. Según Luis Alberto Haro Zabaleta:

“...Hasta 1992 la responsabilidad del suministro era de una empresa estatal que estaba encargada de la generación y la construcción de centrales. En la zona de Lima teníamos una empresa generadora, transmisora y distribuidora, y en el resto del país unas diez empresas de distribución regionales con un ámbito geográfico de influencia. En algunas de estas empresas se mantenía generación, una subtransmisión y distribución en las áreas aisladas. A partir de las reformas introducidas se otorgan concesiones para lo que es generación eléctrica proveniente de recursos geotérmicos o hidroeléctricos a partir de diez megavatios, y también para realizar actividades de distribución y de transmisión. Las tarifas en el negocio de generación son definidas cada seis meses por una Comisión de Tarifas Eléctricas basándose en la simulación de los costos marginales esperados para los próximos 48 meses. Para fijar estas tarifas en el área de generación se creó un Centro de Despacho denominado Comité de Operación Económica del Sistema, que está conformado por representantes de los generadores y un representante del sistema de transmisión principal en cada sistema interconectado. Por otra parte, el Comité de Operaciones Económicas del Sistema, basándose en costos marginales instantáneos, fija las tarifas que rigen para las transacciones que se producen por la diferencia que puede haber entre el contrato de un generador con sus clientes y la manera en que es despachado. Se espera que el despacho se haga al mínimo costo del sistema. En nuestro sistema se diferencia a los clientes libres - aquellos con una máxima demanda anual mayor de un megavatio y que negocian directamente sus contratos de suministro de energía con empresas generadoras o con las distribuidoras- de los clientes regulados que son aquellos que tienen una máxima demanda anual menor de un megavatio al año y cuya tarifa está fijada por la Comisión de Tarifas Eléctricas. De todos modos, en ningún caso el precio que fije esta Comisión debe diferir en más/menos 10% del precio de los clientes libres. En otras palabras, es el libre mercado el que orienta la evolución de los precios para el sector regulado. Por su parte, la transmisión está sujeta a una concesión y es de libre acceso. Básicamente, tenemos un sistema principal y un sistema secundario. El principal es aquel sistema de alta tensión en el cual no se distinguen los beneficiarios o beneficiados por el sistema de transmisión y se dan flujos direccionales de energía. Pero el pago es efectuado por todos los generadores conectados al

sistema. En el sistema secundario de transmisión, que es aquel requerido por un generador para llevar su producción al mercado o el que requiere un distribuidor para comprar energía del sistema principal, sí se puede distinguir unívocamente a los beneficiados y son ellos los que cargan con el pago por este servicio. En la fijación de los precios se considera la distancia respecto de los centros de generación. Por supuesto, los precios de transmisión y distribución están incluidos en el precio que el cliente final paga por el servicio. El que tiene el contrato con el cliente hace la labor de recaudación que luego en la parte de transmisión es transferida al transmisor ya sea por el Comité de Operaciones Económicas del Sistema o por los generadores que hacen uso de un sistema de transmisión secundario. La fijación de precios para la transmisión se realiza en base al reconocimiento del valor nuevo de reemplazo de un sistema de transmisión que denominamos económicamente adaptado. Este es definido como aquel sistema de transmisión que es el óptimo que se requiere para dar el servicio, el de mínimo costo. Es decir, que hay una competencia del transmisor con este sistema económicamente adaptado. El pago se hace a través de un peaje -un cargo fijo- y un peaje variable que está en función del uso que se haga del sistema de transmisión. A través de la fijación de este peaje de transmisión también se establecen los incentivos para que el transmisor se preocupe por brindar una mayor calidad en el servicio de transmisión. Si el sistema está sobredimensionado o tiene pérdidas excesivas, el ingreso tarifario puede convertirse en negativo en cuyo caso el transmisor no recibe los ingresos para completar su costo de transmisión. En cuanto a la distribución, la fijación de tarifas también es efectuada cada 48 meses en función de empresas modelo en sistemas de distribución típicos que son determinados por la Comisión de Tarifas en función de la densidad de carga. En estos momentos hay tres sistemas de distribución: un sistema de alta densidad representativo de Lima metropolitana y prácticamente de todas las otras ciudades del país; un segundo sistema de menor densidad de carga; y un tercer sistema representativo de las áreas rurales y áreas aisladas. Esta tipificación también incluye las normas de diseño para cada área”.

En el estado de Victoria, Australia, predomina el carbón fósil en la generación de electricidad debido a las enormes cantidades de carbón fósil a cielo abierto que se halla en la región. También hay grandes reservas de gas natural e hidroelectricidad, incluyendo el sistema de las «Snowy Mountains» que es propiedad conjunta del Gobierno de New South Wales y del Commonwealth. De acuerdo con Geoff Swier:

“...El sector de generación fue dividido en centrales generadoras individuales. Hay tres empresas de energía que usan carbón fósil: Loy Yang Power, Yallourn Energy y Hazelwood Power Corporation. Hay una empresa de gas que comprende dos estaciones que funcionan en base a gas. También tenemos una empresa de hidroelectricidad que comprende una serie de pequeños sistemas. Finalmente, están aquellas empresas que pertenecen al gobierno de Victoria y que compiten por los derechos del sistema de las «Snowy Mountains». La parte importante de la estructura de la reforma y quizás una característica singular es la separación de la transmisión del mercado mayorista. La transmisión la realiza Power Net Victoria y una autoridad legal denominada Victorian Power Exchange se encarga del «pool» y del sistema de seguridad. Finalmente, hay cinco empresas de distribución que participan en el

mercado minorista atendiendo a grandes clientes, fundidores y vendedores independientes. La distribución se encuentra estructurada de tal forma que cada una de las empresas actuantes tiene una licencia que representa un monopolio y otra licencia minorista con un compromiso de suministro competitivo con otros minoristas. Para resumir diría que el mercado mayorista sigue un modelo muy similar al de Gran Bretaña. Todo el suministro de electricidad superior a 30 megawatts debe licitar en el «pool», con contratos de protección que cubran los precios del «pool» para estabilizar el ingreso por ventas y los costos de compra. Por lo tanto, sólo un volumen relativamente pequeño de transacciones se encuentra expuesto a los precios del «pool». El Victorian Power Exchange es un organismo independiente, sin fines de lucro, que se ocupa de las operaciones centralizadas del mercado incluyendo el despacho comprometido, así como también de la fijación del precio «spot» y la liquidación de las transacciones «spot». Asimismo, administra los requerimientos de nuevos miembros y es responsable de planificar la transmisión y de los contratos para nueva capacidad de transmisión. Y estos aspectos constituyen una diferencia fundamental con el modelo británico. Por su parte, Power Net Victoria -la empresa de transmisión- es propietaria y está encargada del mantenimiento de las líneas de transmisión y de las subestaciones. Entre sus responsabilidades, esta empresa debe evaluar las opciones para extender la capacidad de los activos de transmisión existentes y promover nuevas inversiones cuando lo considere comercialmente adecuado. En cuanto al mercado minorista y al igual que en otros casos de desregulación ya mencionados, los clientes que consumen un megawatt o más han ingresado al régimen de suministro competitivo. Esto significa que alrededor de 400 clientes en el estado de Victoria pueden buscar el mejor precio. Este proceso continuará progresivamente durante los próximos cinco años y se espera llegar a una desregulación total para el mes de diciembre del año 2000. En lo que tiene que ver con la privatización de los generadores debe señalarse que ya se vendió el 51% de Loy Yang Power a Mission Energy de California. Yallourn Energy saldrá a la venta en 1996 mediante la forma «trade sale». Finalmente, el Gobierno Estatal espera culminar el Programa de Privatización de la Distribución a fines de 1995, tal vez principios de 1996. United Energy fue la primera empresa que se vendió por un total de 1.15 mil millones de dólares (¿australianos?) a un consorcio constituido por Utility Corporation de Kansas, Estados Unidos, AMP y State Super, dos administradoras de fondos australianas. También se han vendido tanto Eastern Energy como Solaris Power y para mediados de diciembre de 1995 está prevista la venta de Citipower y Powercorp”.

Organismos y Esquemas de Regulación.

Uno de los objetivos de la experiencia de reforma en Noruega fue el tratar de promover la competencia y los mecanismo de asignación de mercado en todos los casos en que fuese posible. Y esto es así en la generación y el suministro de la electricidad. Pero como argumentó John Henrick Sagen cuando existen monopolios naturales o actores dominantes debe haber alguna regulación formal para promover la eficiencia económica.

“...La NVE -que es la Administración de Energía y Recursos Hídricos de Noruega- es el ente regulador de la electricidad. Nuestra ley le otorgó esas facultades a la NVE -antigua

institución energética del país- como un departamento separado en el entendido de que esta nueva función reguladora debía ser construida sobre una nueva base y ser bastante independiente del resto de la administración. En su calidad de regulador tiene dos objetivos principales: regular la red de transporte en tanto monopolio natural y promover la competencia en generación y suministro. La regulación se realiza mediante la introducción de una nueva concesión de licencias para todos los propietarios de redes de transmisión y distribución y a los productores, proveedores y comercializadores de la electricidad. La Ley de Energía establece que una concesión o licencia de comercialización es el instrumento que permite a las autoridades supervisar y monitorear eficazmente el mercado energético. Esta supervisión comprende el comportamiento competitivo del mercado y el control de la red como monopolios naturales. La NVE también tiene la facultad de brindar los lineamientos para las tarifas y la recuperación de costos. La regulación gubernamental establece que las tarifas del transporte deben fijarse a fin de cubrir los costos, proporcionar el rendimiento necesario sobre el capital nacional y reflejar la carga sobre la red. En casos de desacuerdo la decisión está en manos de la NVE. Finalmente, es importante señalar que, dentro de este marco de ideas básicas, la NVE tiene bastante discrecionalidad para utilizar la forma que encuentre más apropiada para diseñar y ejercer sus prácticas regulatorias”.

Las recientes reformas introducidas en Suecia también apuntan a tornar más eficiente a la industria y fortalecer el papel del cliente/usuario a través de la promoción de la competencia. Las autoridades confían en que la producción y el suministro de electricidad serán regidas, a la larga, por las leyes de mercado. No obstante todo ello, Bo Lyndörn advirtió que:

“...Durante los primeros cinco años habrá un sistema de concesión para el suministro que favorecerá la situación de los clientes pequeños puesto que podrán aprovechar la oportunidad para cambiar de proveedor y tener un suministro más seguro de la electricidad a un precio razonable. Este tipo de concesión para el suministro será el único precio de la electricidad que será regulado después del primero de enero de 1996. Quizás corresponda enfatizar que el sistema de concesión para el suministro jugará el papel de puente entre los dos sistemas para hacer más fácil la transición de los pequeños generadores de energía. Pero lo que es en realidad necesario controlar es el funcionamiento de las redes en tanto constituyen un monopolio natural frente a clientes más débiles, y además se trata de una parte muy importante de la infraestructura de una sociedad. El NUTEK Electric Market es el organismo regulador responsable de realizar una supervisión eficiente del sistema de transmisión, con respecto al precio, condiciones y calidad del servicio. También debe supervisar el sistema de concesión para el suministro e incluso conceder concesiones de red a través de las empresas. Existe un sistema legal y si una empresa no está totalmente satisfecha con cualquiera de las decisiones del NUTEK puede apelar ante un tribunal. Diría que en la práctica somos una autoridad bastante independiente que actúa dentro de un marco jurídico bien delimitado. Por ejemplo, al NUTEK no le está permitido decidir cuál es una buena tarifa o cuál no la es: sólo puede indicar cuáles son los criterios, la metodología para efectuar los cálculos. En otras palabras, son los operadores de la red quienes calculan sus precios y tarifas y luego nosotros las evaluamos en caso de que hubiese quejas de los clientes, a quienes debemos garantizar tarifas bajas y estables. Además se supone que en ese tipo de evaluación

de tarifas netas debemos tener en cuenta la calidad del suministro, si hay una interrupción en el mismo, etc. y la eficiencia en las operaciones de la red como así también la evolución de los precios a través del tiempo. En resumen, en nuestra tarea de regulación actuamos con un esquema de “price cap” a través del tiempo en lugar del de tasa de retorno. Naturalmente, también tenemos en cuenta otros indicadores como las ganancias sobre los activos y el rendimiento técnico de las redes. Debe señalarse, de todas maneras, que está estipulado que según las circunstancias que rodeen a cada caso podría variar la importancia relativa de este tipo de argumentos”.

También en Colombia la generación y la comercialización son actividades que se rigen por la competencia, mientras que la transmisión y la distribución son reguladas especialmente a través de cargos llamados peajes. Según Luis Ignacio Betancur Escobar:

“...Esos peajes son fijados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, que es el ente regulador. Debe señalarse, no obstante, que la actividad propiamente de control y vigilancia la tiene una entidad también nueva que se llama Superintendencia de Servicios Públicos. La Comisión de Regulación está integrada por cinco miembros de tiempo completo por un periodo fijo, y durante ese tiempo no pueden ser removidos por el Gobierno. No obstante, su independencia es relativa puesto que para la votación de una resolución se requiere el voto favorable de por lo menos uno de los tres ministros que son parte de la Comisión. Además, sus decisiones -las resoluciones- están sujetas a la revisión de los tribunales que -al estilo del derecho francés- llamamos de lo contencioso administrativo. La tarea de la Comisión de Regulación consiste en poner las reglas de juego, propiciar la competencia, fijar las tarifas de los usuarios residenciales y los no residenciales por debajo de dos megavatios de carga contratada. Aspiramos a poder bajar a, por lo menos, un megavatio para hacer un mercado más competitivo y, más adelante, es potestativo de la Comisión bajar el umbral para hacer todavía más competitivo el sistema”.

En España, mientras tanto, la regulación debe realizarse en un momento de transición hacia un nuevo sistema en el que convivirán el preexistente integrado y el llamado independiente. En opinión de Luis Rodríguez Romero:

“...La Comisión Regulatoria del Sistema Eléctrico Nacional facilitará la tarea de construir sobre el anterior sistema e ir introduciendo gradualmente la competencia. ¿Cuáles son los aspectos competitivos que se introducen en el sistema integrado? Los aspectos competitivos se refieren a la revisión de los estándares con un mecanismo de «price cap» en el que el coeficiente «x» es una estimación de los incrementos esperados de eficiencia del sistema. La introducción de incentivos a la calidad en la retribución de distribución, de subastas competitivas para nueva capacidad, y de algún grado de competencia en lo que es el despacho centralizado. Por otra parte, el sistema independiente se basa en contratos libres, y tendrá tarifas de transporte y distribución diferenciadas. Para armonizar este conjunto la Comisión Regulatoria, que tiene un carácter colegial, se compone por un Consejo de Administración de seis miembros y un Presidente. Estos miembros son nombrados por cinco años y, salvo casos especiales, y no pueden ser removidos por el Gobierno. Existe también un Consejo

Consultivo a través del que se expresan los intereses de las partes involucradas, industriales, consumidores, distintas autonomías, etc... El "staff" técnico y legal de la Comisión Regulatoria es de alrededor de 100/120 personas. Si bien sus miembros directivos tienen independencia, su capacidad decisoria está bastante restringida a un conjunto limitado de cuestiones. La Comisión debe informar acerca de todas las cuestiones relevantes del sistema y puede hacer propuestas sobre su funcionamiento".

El mercado de la electricidad no ha sido aún desregulado en los Estados Unidos de Norteamérica y no parece probable que pueda funcionar libre de intromisión regulatoria. Como explicó Vicky Bailey en realidad se encuentra en una transición del antiguo enfoque con una pesada regulación, a un enfoque menos regulado, orientado más hacia el mercado.

"...Un ejemplo básico es la regulación de los aspectos medioambientales. Debemos luchar por implementar regulaciones que funcionen dentro de mercados de capital. La eficiencia es importante en términos de medio ambiente toda vez que sabemos que el carbón, el gas natural, la energía nuclear y aún los recursos renovables tienen impactos sobre el medio ambiente. La Comisión Federal de Regulación de la Energía (FERC) -constituida por cinco miembros designados por el Presidente- actúa como regulador pero procurando minimizar y hacer lo más eficiente posible la intervención gubernamental en las decisiones del sector. Además de una mínima interferencia del Gobierno y de una eficiencia económica y operativa también debemos admitir que el sector de la electricidad, según lo establecido en la Ley Energética Federal, se ve afectado por un interés público y probablemente este término «interés público» sea redefinido en el futuro. La «Public Utility Regulatory Policy Act» (Ley de Política Regulatoria de Empresas de Servicios Públicos), o contratos aparentes, programas de administración de la demanda y otras iniciativas impuestas o promovidas por el Gobierno deben ser explicadas ahora dentro de la realidad de este mundo competitivo; éste es definitivamente uno de los problemas emergentes que estamos enfrentando en la transición a este campo más competitivo. Al considerar cómo tratar esta inversión «desviada» es donde entra en juego la equidad. En la propuesta de la Comisión planteamos que la entidad que hace que los costos se desvíen debe asumir la responsabilidad para la recuperación de esos costos. Admitimos que este enfoque puede limitar los beneficios inmediatos de la competencia; indudablemente el hecho de permitir la recuperación amortiguará las perspectivas de precios más bajos en el corto plazo pero no podemos ignorar los costos desviados en cuanto a política y legalidad y sería injusto hacerlo. Por otro lado, esperamos que las empresas de servicios públicos mitiguen sus costos «desviados» mediante la recomercialización o la venta de energía y activos; la Comisión hará gran hincapié en cualquier requisito respecto de la mitigación. Otra meta - dejando de lado el análisis legal - es evitar la creación de «form shopping», pues esto redundaría en beneficio de las políticas públicas. Como dije antes, en su momento estuve como comisionada a nivel de estado. Tenemos una especie de jurisdicción bifocal ya que se relaciona con la industria de la electricidad y, por ende, resulta decisiva la meta de una regulación federal y de los estados clara y consistente. La preocupación principal de los estados es la autoridad jurisdiccional de un costo «desviado» a nivel de cliente individual y el proceso adecuado para resolver esto. Prefiero la mayor uniformidad posible al tratar los costos «desviados». El lenguaje de

nuestro NOPR impulsa firmemente a los estados para reflejar lo que hacemos a nivel federal; pero se queda corto a la hora de decirles cómo hacerlos. No le dicta a los estados, eso corre por cuenta de ellos. Sin embargo, al establecer diferentes enfoques para tratar el mercado minorista, mayorista o costos desviados de ventas minoristas, podríamos correr el riesgo de producir quebraduras en las que puede caer el costo y eso no serviría nuestro propósito en este sentido. Finalmente, el último en orden pero no en importancia: la meta dominante es asegurar el nivel siempre elevado de confiabilidad y seguridad del que hemos gozado en los Estados Unidos. Muchas de las partes han expresado su preocupación de que posiblemente un mercado libre de la electricidad quizás no proteja la confiabilidad como debiera, sobre todo por el papel de vida o muerte que puede jugar la electricidad en nuestras vidas. Comparto estas preocupaciones sobre los impactos en la confiabilidad de los cambios que proponemos, estamos muy alentados por el apoyo y la participación en nuestro proceso del «North American Electric Reliability Council -NERC-» (Comisión Norteamericana de Confiabilidad). La NERC ha sufrido cambios importantes en los últimos años que han asegurado su vigilancia continua respecto de la confiabilidad del sistema eléctrico norteamericano”.

En Gran Bretaña, las licencias otorgadas por el Gobierno a las empresas que actúan en los diferentes segmentos de la industria constituyen la base de sustentación de la regulación. Por supuesto, existe un marco legal global en el que se apoyan estas licencias, que son contratos legalmente obligatorios donde se especifican todos los detalles referentes a los derechos y obligaciones de las partes. David Newbery puntualizó que:

“...La ventaja de este procedimiento es que si las leyes en sí dieran cabida a los contenidos de la regulación, existiría el riesgo de que nuevas leyes aprobadas por otro Gobierno alterarían en forma dramática el funcionamiento de la industria. La ley se limita a establecer las obligaciones del Director General de la OFFER (Office of Electricity Regulation) quien regula la industria y especifica las formas de las licencias, incluyendo todo lo relativo a cómo se debe proceder en caso de que deban ser modificadas. Por cierto, esto es decisivo ya que las licencias necesitan modificarse con frecuencia. Como la generación no está esencialmente regulada, el régimen de licencias aplica a los monopolios naturales que son la empresa nacional de transmisión y las empresas de electricidad regionales (RECs). Obviamente, las licencias pueden modificarse mediante acuerdo de las partes. En realidad, este acuerdo suele ser levemente coercitivo por el hecho de que la alternativa es algo peor que la modificación de la licencia. Es que el Gobierno puede referir el caso a la «Monopolies and Mergers Commission» (Comisión de Monopolios y Fusiones) si el comportamiento de la empresa va en contra del interés público, por ejemplo, por violar la Ley de Competencia (Competition Act) o la Ley de Comercio Legítimo (Fair Trading Act). Quisiera señalar que estos caminos resultan costosos para ambas partes. Sin duda, las consecuencias para la empresa serán muy serias si el fallo no le favorece. Pero pueden serlo también para el regulador en términos de credibilidad y reputación, factores ambos muy importantes para el cumplimiento de sus obligaciones. En consecuencia, estas remisiones no se hacen a la ligera y esto es muy importante ya que mejora la estabilidad así como la confianza que la gente tiene en el sistema de regulación. El sistema de regulación que tenemos es de “price

cap” tanto para la Red como para las empresas de distribución, pero existe una creciente competencia en el suministro”.

En Chile, aunque el organismo regulador responsable del mercado es la Comisión Nacional de Energía, también existen otras instituciones y agencias gubernamentales que tienen incumbencia en el negocio eléctrico. Según Andrés Alonso Rivas:

“...La Comisión Nacional de Energía es un ente técnico asesor del Presidente, dirigido por un Directorio de siete miembros que a su vez son Ministros del Gabinete. La gestión se realiza a través de la Secretaría General que maneja el “staff” técnico. La Comisión tiene, dentro de sus roles, que regular los centros de despacho económico de carga que tienen que ver con la generación. Pero por otro lado, está el Ministerio de Economía del que depende la Superintendencia de Electricidad y Combustible que tiene que ver con toda la parte técnica del mercado eléctrico. Asimismo, desde que se aprobó la Ley Base de Medio Ambiente, la CONAMA -que es la Comisión Nacional de Medio Ambiente- tiene que aprobar los estudios de impacto ambiental derivados de las inversiones realizadas por las empresas de generación y transmisión principalmente, y aprobar las acciones sugeridas por éstas para mitigar el impacto. Por último, debe señalarse que el mercado eléctrico en su conjunto está vigilado por la Comisión Antimonopolio. Debe destacarse también que la Comisión Nacional de Energía se ocupa de la planificación indicativa del mercado. En ese sentido recibe de los interesados en realizar obras de generación, su estudio de factibilidad y hace una evaluación económica de ellos, indicando una expansión a mínimo costo del sistema y coordinando con las grandes obras de transmisión. Aunque meramente indicativo, el plan de obras generalmente ha sido acompañado por las empresas porque en general los proyectos que lo integraban recibían créditos de las instituciones financieras por la credibilidad que generaba en ellas. Volviendo a las tareas principales la Comisión Nacional de Energía es responsable de calcular los llamados “precios nudo” que se aplican a los clientes regulados, cumpliendo con la condición de que estén en una banda de más/menos 10% respecto del aplicado a los clientes libres. Sin duda, la Comisión ha realizado una intensa labor para impulsar la competencia en generación, la claridad en transmisión y el traspaso a los clientes de las mejoras de eficiencia logradas por las empresas distribuidoras”.

En la Argentina, el marco legal contenido en la ley 24.065, por un lado, garantiza a los distintos actores y usuarios la continuidad jurídica y reglas de juego estables; y, por otro lado, protege a los consumidores de posibles excesos, especialmente de aquellos derivados del monopolio. Al igual que en el caso de otros países, la actividad de generación se rige por la competencia en el mercado en tanto el transporte y la distribución son regulados por el Estado. El transporte tiene fijadas tarifas máximas y además controles de calidad. Como explicó Alberto Devoto:

“...El documento esencial para la regulación ejercida por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) -organismo dirigido por un Directorio colegiado compuesto por cinco miembros, un Presidente, un Vice y tres Directores, y compuesto por un plantel técnico de aproximadamente 80 personas- sobre la actividad de distribución, es el contrato de concesión. Básicamente, el contrato de concesión contiene un reglamento de suministro que regula la

vinculación entre la empresa y el usuario, la estructura tarifaria, la metodología del mecanismo de «pass through» para la transferencia de los precios mayoristas, y además el procedimiento para ajustar el valor agregado de distribución durante los primeros diez años. Si bien las tarifas en la Argentina están establecidas en pesos, se trata de pesos convertibles a dólares, de manera que técnicamente son dólares. Esto trae como consecuencia que los precios del valor agregado de distribución se ajustan o indexan por un «mix» de índices de precios de los Estados Unidos. El contrato establece claramente las obligaciones de las distribuidoras en términos de calidad del producto técnico, calidad del servicio técnico, y calidad del servicio comercial. Esto tiene particular importancia en nuestro país porque durante la última década o más en que el servicio estuvo en manos del Estado, se produjo un considerable deterioro de la calidad paralelo a la casi desaparición de la atención de los reclamos de los usuarios. El contrato también establece que el distribuidor está obligado a abastecer toda la demanda que se le solicite. Debe abrir sus redes al uso de terceros bajo ciertas condiciones y a diferencia del transportista que tiene un sistema de «open access» pero sin obligación de expansión, el distribuidor sí la tiene. De modo que, sin dejar de lado algunos matices, diría que actúa más bajo la modalidad del «common carrier». El mecanismo de regulación adoptado es el de «price cap». A las empresas distribuidoras no se les exige ninguna inversión obligatoria, puntual o específica, sino que el control del sistema se realiza a través de los resultados, esto es, de la calidad del servicio. ¿Cómo funciona todo esto? Por un lado, inicialmente se estableció un cuadro tarifario que incluye el valor agregado de la distribución. Es decir que las distribuidoras operan con precios que están dados en un cuadro tarifario acordado antes de la privatización, y que según los contratos de concesión serán revisados por primera vez recién a los diez años y luego en forma quinquenal. Por el otro lado, sabemos que los precios mayoristas le vienen dados por el mercado y que existe un mecanismo de «pass through» para trasladarlos a la tarifa. Dados este mecanismo de fijación de precios y la obligación de satisfacer toda la demanda que se les presente, está claro que la única posibilidad que tienen las distribuidoras para obtener beneficios es a través de la eficiencia en su gestión. La alternativa de reducir la calidad del servicio está penada con severas multas. Cuando son aplicadas, esas multas revierten sobre los usuarios. Esto significa que se traducen en una reducción del valor de sus facturas de los períodos de pago posteriores. De manera que para alcanzar los niveles de calidad requeridos y evitar las multas, los distribuidores tienen necesariamente que invertir y resolver los problemas de los usuarios”.

Según Luis Alberto Haro Zabaleta, en el Perú el Estado ejerce su rol regulador a través de dos instituciones:

“...el Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Electricidad que tiene como función establecer las directivas para la aplicación del marco legal en el sector eléctrico, la fiscalización de la calidad del servicio y la seguridad del suministro eléctrico, y la adjudicación de concesiones y/o autorizaciones para participar en el negocio eléctrico. La otra institución clave en este marco legal es la Comisión de Tarifas Eléctricas. Esta Comisión tiene un directorio conformado por un representante del Ministerio de Energía y Minas que lo preside, un representante del Ministerio de Industrias, un representante del

Ministerio de Economía, un representante de los generadores privados y un representante de los distribuidores. Ninguno de estos representantes debe ser funcionario o trabajar para alguna de las empresas, ya sea para el Estado o para alguna de las empresas que están siendo representadas en la Comisión de Tarifas Eléctricas. Las fijaciones tarifarias que realiza la Comisión sólo alcanzan a los clientes regulados, que son aquellos que tienen una máxima demanda anual menor de un megavatio al año. La Ley de Concesiones Eléctricas también establece ciertas garantías a los usuarios. Se les reconoce un costo de racionamiento. Es decir, si un usuario deja de tener el servicio por fallas en la generación, las empresas generadoras están obligadas a devolver al usuario un cierto pago por racionamiento. En el caso de fallas no avisadas en distribución y que duren más de cuatro horas, las empresas de distribución también están obligadas a hacer un pago por racionamiento a los usuarios. Asimismo, la ley obliga a las empresas a reembolsar a sus clientes con acciones, bonos u otras modalidades el monto de los pagos que ellos realizan por ampliaciones o extensiones de las redes de distribución”.

También en la experiencia del Estado de Victoria, Australia, los objetivos de la regulación son promover la competencia en generación y suministro, asegurar el mantenimiento de un sistema eficiente, y proteger los intereses de los clientes. De acuerdo con Geoff Swier, en Victoria se ha intentado implementar un enfoque suave de regulación:

“...Es decir, proveer un marco legal y reglas de juego claras a fin de maximizar el alcance de los resultados negociados, pero mantener de reserva un poder de regulación eficaz para asegurar la protección de los clientes. Dicho con otras palabras, se intenta minimizar la necesidad de una regulación directa. Para ello, se introdujeron estructuras competitivas siempre que fue posible, como, por ejemplo, al separar la planificación de la actividad de transmisión respecto de la propiedad del negocio de la transmisión. También insistimos en la autorregulación de la industria a través de códigos definidos por la industria misma. En nuestro caso, el sector eléctrico se encuentra regulado por un funcionario de la Oficina del Regulador General. Existe una legislación que establece el marco dentro del cual funciona la Oficina del Regulador General. El Regulador General tiene independencia legal del Gobierno. A su vez, el Regulador General emite licencias y en éstas se detallan los códigos de práctica de la industria. Las actividades no competitivas se encuentran sujetas a regulación de precios por parte de la Oficina del Regulador General en los sectores de transmisión y distribución. Las leyes le otorgan facultades para la regulación de los precios pertinentes y mecanismos específicos para fijar esos precios. En el sector distribución se aplica un régimen de «price cap» al rendimiento de ingresos promedio más amplio por un período de cinco años. También existe un mecanismo de «cpi + y» sobre las tarifas de redes individuales para asegurar un proceso políticamente aceptable tendiente a un nuevo equilibrio tarifario. Por otra parte, las actividades competitivas del «Victorian Power Exchange» se licencian para asegurar su cumplimiento con los diversos códigos pero no se les regula el precio. Debe señalarse que esta Oficina del Regulador General, a diferencia del caso británico, es también responsable de la regulación de otras industrias en proceso de reforma en el Estado de Victoria, incluyendo gas, obras sanitarias y puertos”.

A cuatro años de la implementación de las reformas en Noruega, John Sagen destacó la mayor competitividad y las reducciones de precios como sus principales logros. Y también se entusiasmó con las oportunidades que habrán de surgir con la interconexión con el sistema nórdico.

“...Pienso que podemos decir que en Noruega existe la competencia tanto en generación como en el suministro, y todos los actores del sistema están actuando en un ambiente competitivo. En la práctica, todas las empresas y los clientes tienen posibilidad de elección irrestricta en cuanto al suministro. Aún los hogares -los clientes domésticos- tienen una forma realista, económica y práctica de elegir su proveedor. En el mercado están actuando nuevos actores, tales como los intermediarios y comercializadores de electricidad. Tenemos intermediarios actuando dentro de contratos bilaterales fuera del «pool». De todas maneras, quiero enfatizar que aunque el «pool» tiene una función especial dentro del sistema y no estamos pensando en establecer «pools» competitivos, sí tenemos lugares competitivos en el mercado para contratos bilaterales u otros acuerdos. Como consecuencia de todo ello, los clientes han experimentado una reducción en el precio de la energía del orden del 20% al 30% desde 1991. No obstante, los precios a corto plazo son volátiles. Por su parte, los precios del transporte se han reducido entre 2 y 3% por año, principalmente porque la tasa de interés ha declinado durante este período. Aún así hay todavía muchas cosas para mejorar. Por ejemplo, en nuestro país hay una gran discusión sobre la forma en que podríamos hacer más eficiente a los sectores de transporte y distribución. Entonces estamos tratando de encontrar nuevos incentivos regulatorios que eleven la eficiencia e incluyan un beneficio para los clientes. Este es uno de nuestros grandes interrogantes en la actualidad. Mirando hacia adelante y hacia afuera, permítanme delinear los desafíos que surgirán del comercio internacional de electricidad. El sistema nórdico de electricidad está integrado por Noruega, Finlandia, Suecia y Dinamarca. Noruega tiene conexiones de CA con Suecia y también algunas con Finlandia y Rusia. Tiene cables de CD con Dinamarca y cables TDC con Alemania y los Países Bajos que empezarán a operar entre el año 2000 y el 2005. Creo que las ventajas para el comercio son sustanciales, especialmente entre un sistema hidroeléctrico y un sistema de combustible. Las ventajas para Noruega en un comercio abierto podrían ser aún mayores que la apertura del comercio dentro del país en sí. Suecia y Finlandia han aprobado leyes sobre energía similares a las de Noruega. Una posible consecuencia futura de esto es que las empresas de la red podrán ser responsables de la operación y/o conexiones con países extranjeros y también de la seguridad y los servicios del sistema. El factor crítico es la igualdad y la reciprocidad en los términos comerciales. En Noruega todavía se necesita una licencia para comerciar pero la idea que se está desarrollando es transformar este sistema para que sea de comercialización abierta, muy parecido al sistema que tienen otros países en la actualidad”.

Desde la óptica sueca, no es tiempo de balance sino de perspectivas. Al igual que su colega Sagen, Bo Lyndörn se mostró partidario de abrir, a la mayor brevedad, el mercado a Noruega.

“...Al menos como un primer paso desde el 1º de enero de 1996. Esto nos permitiría tener un mercado en común en base al mercado más antiguo existente para las transacciones «spot». Luego nuestra intención es abrir el mercado a Finlandia, y quizás a Dinamarca”.

Al contrario de Noruega y Suecia que realizaron las reformas reafirmando el protagonismo del Estado en el negocio eléctrico, Colombia todavía no ha decidido al respecto y como lo señaló Luis Ignacio Betancur Escobar:

“...La privatización no es una alternativa que estemos considerando actualmente. Nuestro marco legal ha dejado la puerta abierta para poder hacerla en el día de mañana quizás”.

Mientras tanto en España la atención está centrada en torno a cómo se irá desarrollando la convivencia entre el sistema preexistente integrado y con escasa autonomía decisoria por parte de las empresas y el naciente sistema independiente. Entre los muchos posibles, Luis Rodríguez Romero señaló los siguientes interrogantes:

“...¿Cuál ha de ser el desarrollo estratégico del sistema independiente? ¿Cuáles son los clientes que pueden acceder al sistema independiente, teniendo en cuenta que clientes que accedan al sistema independiente son clientes que no están o desaparecen de o no acceden al sistema integrado? ¿Quién entra en el sistema independiente? Si se crea nueva capacidad... ¿puede pasar capacidad del sistema integrado al sistema independiente? En todo caso... ¿cómo se hará y cuándo? La cuestión del “timing” de la transición... ¿se desarrolla rápidamente el sistema independiente o se desarrolla gradualmente esperando una convergencia entre los dos sistemas? Pensemos en cuestiones operativas también. Entonces se plantea la cuestión de cómo accederá el sistema independiente al “pool” del integrado. Los precios, por supuesto, la tarificación del acceso a transmisión, el acceso a distribución de los miembros del sistema independiente, las condiciones de entrada y salida al sistema independiente, el precio de los servicios de apoyo que da el sistema integrado al sistema independiente y finalmente en todo esto -y este es el punto álgido en último término- cuál es la contribución que ha de hacer el sistema independiente y todos los clientes y empresas que estén en el sistema independiente a los «standard costs» (costos estándar) que están incluidos en el sistema integrado. Desde el punto de vista del sistema integrado existe incertidumbre por la aparición de comercializadoras y el impacto que puede tener la competencia dentro del «pool» en el sistema integrado. Y más adelante el impacto que puede tener en el sistema integrado todo lo que es el mercado único de la energía en el marco de la Unión Europea”.

Uno de los tantos temas a resolver en los Estados Unidos de Norteamérica es el de la coordinación entre la jurisdicción federal y la de los estados para garantizar que se vayan implementando las normas NOPR. Para Vicky Bailey es muy importante que se puedan lograr los términos y condiciones adecuados en las tarifas y cerciorarse de que existan salvaguardas para lograr el acceso abierto y no discriminatorio.

“...El NOPR plantea el tema de cómo coordinaremos, en principio, con los estados respecto de la jurisdicción de la transmisión. Tradicionalmente, establecimos las tarifas, los términos

y condiciones para el servicio de transmisión en el comercio interestatal. Históricamente, los estados han regulado el servicio de transmisión cuando estaba integrado para servir a clientes individuales. Una de las propuestas consiste en organizar grupos de transmisión regional como un método para tratar este tema de índole federal y de los estados. El NOPR también intenta resolver el tema de los costos desviados. Estamos permitiendo una recuperación total de costos «desviados» legítimos, verificables y prudentes. Si se hace correctamente, la recuperación de esos costos «desviados» no debería tener un efecto sobre la competitividad final del mercado. Reconocemos sí que probablemente demore el impulso hacia un mercado que esté determinado únicamente por precios marginales. Desde La Comisión brindamos nuestro punto de vista de límites jurisdiccionales a los Estados para que enfrenten los costos «desviados». En ningún caso les dictamos a los Estados la forma en que deben hacerlo. Estamos tratando de implementarlo a nivel del mercado mayorista para que estos beneficios se trasladen al acceso minorista. El NOPR también hace preguntas sobre la desregulación de la generación en los mercados mayoristas, y algunos han interpretado esto como una preocupación respecto de los temas relacionados con la concentración del mercado y las fusiones. Seguimos de cerca el tema del poder del mercado al considerar la desregulación de los precios, pero no debemos ir tan lejos como para erigir barreras regulatorias a las fusiones en base a la creencia de que todo lo grande es malo. Las fusiones bien concebidas captarán las economías de escala y otras eficiencias que pueden resultar en precios más reducidos para los clientes”.

En Gran Bretaña, la significativa suba de precios registrada en el “pool” a medida que se vencían los contratos previos puso a prueba el poder disuasivo del esquema de regulación. David Newbery evocó que ante esa situación, el regulador decidió amenazar a los generadores con una remisión a la Comisión de Monopolios y Fusiones, a menos que acordaran reducir los precios.

“...Las empresas así lo hicieron y aceptaron un «price cap» por el plazo de dos años. También aceptaron vender algunas plantas para intentar incrementar la competencia. En aquel momento habían salido de funcionamiento dos de las centrales nucleares y una de las centrales a carbón. Consecuentemente, los pagos por capacidad se incrementaron marcadamente. Diría que fue un período muy emocionante porque nos dejó muchas enseñanzas. Quedó muy claro, por ejemplo, qué empresa fijó el precio del «pool», el precio marginal del sistema. Al principio, en general, lo hacía «National Power», pero a medida que «National Power» fue perdiendo su participación en el mercado, «Power Gen» ha fijado el precio, y también en algunos momentos lo ha hecho «Pumped Storage». Ningún otro generador jamás fijó el precio. Ninguna de las centrales nucleares o las centrales a gas o los franceses o los escoceses, es decir, ninguno de los nuevos que ingresaron al sistema jamás ha fijado el precio. Esto quiere decir que esencialmente tenemos un duopolio. Ante el planteo del Regulador, ambas empresas aceptaron un ajuste en la licencia y acordaron retener los precios bajos en base, por un lado a una ponderación por tiempo y por el otro en base a una ponderación según demanda. Es decir, que prefirieron el acuerdo a la alternativa de que el caso fuese remitido a la Comisión de Monopolios y Fusiones. ¿Qué sucedió con los precios? Cuando el precio empezó a declinar el Gobierno introdujo el impuesto al valor

agregado de manera que los clientes no han percibido caída alguna en los precios reales. Originalmente, algunos de los grandes usuarios habían experimentado un rápido incremento en el precio pero lo que aparece en el gráfico son escalas logarítmicas; las pendientes muestran la tasa de incremento de los precios y sólo recientemente han bajado los precios. Por ende, hubo extensas quejas de que los clientes de la mediana industria obtuvieron la mayoría de los beneficios, y no así las grandes empresas y los usuarios domésticos. ¿Cuál es la conclusión general? Ciertamente, el Regulador ha tenido una mala prensa y, en su defensa, él diría que la mayoría de los problemas que han dado lugar a esa mala prensa fueron el resultado de una privatización deficientemente diseñada. Competían solamente dos generadores y, por lo tanto, tenían mucho poder en el mercado. El Regulador no tenía control sobre los valores originales del coeficiente «x» de la regulación de precios y, por ende, las empresas de electricidad obtuvieron ganancias enormes. El valor inicial del coeficiente «x» era muy generoso. Permitía que los precios aumentaran cuando en realidad los precios habían estado en baja constante durante la década anterior, en términos reales, para el margen de distribución. Para colmo, en 1995, el ajuste realizado al cabo de la primera revisión también fue ampliamente calificado como muy generoso y los precios de las acciones de las empresas del sector se elevaron. Una de ellas fue adquirida por otra y esta adquisición reveló enormes reservas en efectivo en esta empresa regional de electricidad, tan vergonzosamente grandes, que el regulador decidió realizar una nueva revisión del “price cap”. Si bien esto redujo notablemente el precio de las acciones, no puso freno a una ola de fusiones e integraciones verticales entre los generadores y las empresas de distribución. Es importante destacar que en este momento el tema se encuentra a consideración del Secretario de Estado y no se sabe aún si habrá de remitirlo a la Comisión de Monopolios y Fusiones. Pero lo que sí está claro es que si los dos generadores principales llevan a cabo la adquisición de las dos empresas más grandes de distribución, la industria se convertirá en una industria verticalmente integrada. Otro aspecto negativo fue que la red nacional de transmisión se vendió antes que pudiera ser adecuadamente valuada y ello también condujo a enormes ganancias de capital. Por otra parte, el mercado del carbón se derrumbó cuando finalizaron los contratos aunque el Regulador no tuvo participación en el diseño de dichos contratos. Ahora bien, los cambios en el sistema también trajeron consigo beneficios muy importantes. Se logró, por ejemplo, solucionar el problema de «British Coal» con escasas complicaciones políticas. El gobierno logró vender con éxito la industria del carbón que pasó de emplear algo así como 120 mil obreros hace diez años, a unos 10 mil. El mercado del gas ha sido totalmente transformado. Ahora tenemos un mercado «spot» competitivo que surgió gracias a la demanda de gas para la generación. Por otra parte, la empresa pública Nuclear Electric también experimentó una gran mejora en su productividad por causa de todo el clima de competencia en el sector. Gracias a ello ahora tenemos claro los costos de la energía nuclear y se decidió no construir más centrales nucleares y dejar de lado los planes que existían antes de la privatización. En resumen, diría que las consecuencias de la transformación de las industrias de la electricidad y de los combustibles en Gran Bretaña, han sido beneficiosas”.

Desde las reformas, en Chile se registran inversiones en el sector de entre us\$300 y us\$350 millones por año. Asimismo, las inversiones van acompañando los aumentos de la demanda

de electricidad. Por eso la preocupación de Andrés Alonso Rivas no es tanto la fortaleza del sector sino cómo incrementar la competencia:

“...En la actualidad nuestros esfuerzos apuntan a mejorar los sistemas de peajes, incrementar el ingreso de comercializadores a nuestro centro de despacho económico de carga, e incorporar las reglas de calidad al servicio regulado que, desafortunadamente, cuando se privatizaron nuestras empresas no fueron establecidas. No obstante las dificultades que supone el establecerlas una vez privatizadas, lo iremos resolviendo así como también todos los aspectos vinculados con facilitar el control por parte de los usuarios de la calidad del servicio otorgado y, en general, con proveer a los clientes libres con más y mejor información sobre el funcionamiento del mercado”.

Para Alberto Devoto, los efectos más destacables de las reformas realizadas en la Argentina han sido el descenso en los precios mayoristas y el incremento en las inversiones en el negocio de la generación.

“...En menos de tres años, el precio mayorista ha ido descendiendo casi permanentemente. De aquellos us\$50 el MWb, estamos en el orden de los us\$30 o quizás por debajo y con tendencia a bajar de aquellos us\$40 el MWb de los contratos, que parecía un precio bajo y estabilizante del sistema. Sin embargo, ahora se ha transformado en un precio por encima del precio de mercado y que eleva ligeramente el precio resultante para el «pass through». Al mismo tiempo se han efectuado importantes inversiones en generación, particularmente por parte del sector privado, en plantas térmicas ubicadas en boca de pozo o en yacimientos de gas, especialmente en la zona sur del país y también en la zona del Noroeste. También en estos momentos se están realizando inversiones en plantas térmicas, nuevas plantas o transformación de plantas existentes a ciclo combinado también en el Area Metropolitana de Buenos Aires, con precios previsible, mucho más bajos todavía. Debe señalarse que según estimaciones el precio de la energía sin potencia podría estar en cerca de us\$14 el MWb. Por último, es interesante señalar que también se ha registrado un mejoramiento gradual de la calidad en el sistema de transporte concesionado”.

En Perú, al dejar de ser fijadas administrativamente y empezar a reflejar las condiciones de mercado, las tarifas eléctricas aumentaron. Luis Alberto Haro Zabaleta recordó que:

“...A principios de los ‘90 las tarifas estaban por debajo de un centavo de dólar en promedio por kilovatio/hora mientras que hoy están, en promedio, en el orden de entre siete y ocho centavos de dólar por kilovatio/hora. No obstante, como consecuencia de las mayores posibilidades de elección que brinda el mercado, el precio para el sector industrial está en el orden de seis centavos de dólar por kilovatio/hora. Por el contrario, el sector doméstico que manifiesta su consumo en las horas de punta del sistema, en las horas más cargadas del sistema, tiene un precio de once centavos de dólar por kilovatio/hora. Vale la pena mencionar aquí que, en nuestro sistema tarifario, las horas “pico” a nivel de alta tensión tienen un precio de energía que supera dos veces al precio de energía en horas normales. En términos de costos de potencia o costos de capacidad, el precio en las horas normales es un

tercio del precio en horas “pico”, dada la mayor capacidad de generación hidráulica existente en esos momentos”.

Por su parte, Geoff Swier se mostró satisfecho con la rapidez con la que se introdujeron los cambios en Victoria, Australia.

“....Nuestras reformas se concentraron en conseguir el doble objetivo de maximizar la competencia e introducir la privatización. Al día de hoy podemos decir que las reformas han sido exitosas, que su implementación se hizo al detalle, que aprendimos de la experiencia de otros países, y lo hicimos rápido. Al punto tal de que nos hemos anticipado a cambios similares que se están introduciendo en otros Estados y a los que se realizarán en el mercado nacional a partir de 1996”.

ANEXO - BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS ENTES Y REGÍMENES DE REGULACIÓN

	ORGANIMOS DE CONTROL	ESQUEMAS REGULATORIOS
Noruega	<i>La NVE (Administración de Energía y Recursos Hídricos de Noruega) es el ente regulador de la electricidad. Se ocupa de regular la red de transporte en tanto monopolio natural y promover la competencia en generación y suministro. La NVE también tiene la facultad de brindar los lineamientos para las tarifas y la recuperación de costos.</i>	<i>La regulación se realiza mediante la concesión de licencias para todos los propietarios de redes de transmisión y distribución y a los productores, proveedores y comercializadores de la electricidad. Las tarifas del transporte deben fijarse a fin de cubrir los costos, proporcionar el rendimiento necesario sobre el capital nacional y reflejar la carga sobre la red.</i>
Suecia	<i>El NUTEK Electric Market es el ente regulador responsable de controlar el precio, condiciones y calidad del servicio de transmisión. También debe supervisar el sistema de concesión para el suministro e incluso conceder concesiones en red a través de las empresas.</i>	<i>A la larga producción y suministro serán regidos por el mercado. Pero por cinco años habrá un sistema de concesión para el suministro que favorecerá la situación de los clientes pequeños para poder cambiar de proveedor y tener un suministro más seguro y a un precio razonable. Los operadores de la red calculan sus precios y tarifas, y el NUTEK los evalúa. Se aplica un esquema de “price cap” y también otros indicadores como las ganancias sobre los activos y el rendimiento técnico de las redes.</i>
Colombia	<i>La Comisión de Regulación de Energía y Gas es el ente regulador. Debe propiciar la competencia, fijar los peajes y las tarifas. Control y vigilancia a cargo de la Superintendencia de Servicios Públicos.</i>	<i>Generación y comercialización se rigen por la competencia, mientras que la transmisión y la distribución son reguladas especialmente a través de cargos llamados peajes.</i>
España	<i>La Comisión Regulatoria del Sistema Eléctrico Nacional es el ente regulador. Se compone de un Consejo de Administración y un Presidente. Existe también un Consejo Consultivo a través del cual se expresan los intereses de las partes involucradas, industriales, consumidores, distintas autonomías, etc...</i>	<i>Introducción gradual de competencia en el sistema integrado mediante: a) la revisión de los estándares con un mecanismo de «price cap» en donde «x» es una estimación de los incrementos esperados de eficiencia; b) el uso de incentivos a la calidad en la retribución de distribución; c) subastas competitivas para nueva capacidad y en el despacho centralizado. Por otra parte, el sistema independiente se basa en contratos libres, y tendrá tarifas de transporte y distribución diferenciadas.</i>

<p>Estados Unidos</p>	<p><i>La Comisión Federal de Regulación de la Energía (FERC) actúa como regulador pero procurando minimizar y hacer lo más eficiente posible la intervención gubernamental en las decisiones del sector. La Comisión Norteamericana de Confiabilidad (NERC) se ocupa de vigilar la confiabilidad del sistema eléctrico.</i></p>	<p><i>Mercado todavía no desregulado. Se encuentra en una transición del antiguo enfoque con una pesada regulación, a un enfoque menos regulado, orientado más hacia el mercado. Ley Energética Federal y el «Public Utility Regulatory Policy Act» (Ley de Política Regulatoria de Empresas de Servicios Públicos), programas de administración de la demanda y otras iniciativas impuestas o promovidas por el Gobierno deberán ser adaptadas a la mayor competencia.</i></p>
<p>Gran Bretaña</p>	<p><i>El Director General de la OFFER (Office of Electricity Regulation) es quien regula la industria y especifica las formas de las licencias, incluyendo todo lo relativo a cómo se debe proceder en caso de que deban ser modificadas.</i></p>	<p><i>Las licencias otorgadas a las empresas constituyen la base de sustentación de la regulación. Existe un marco legal global en el que se apoyan estas licencias, que son contratos legalmente obligatorios donde se especifican todos los detalles referentes a los derechos y obligaciones de las partes. La generación no está esencialmente regulada. El régimen de licencias aplica a los monopolios naturales que son la empresa nacional de transmisión y las empresas distribuidoras regionales (RECs). El sistema de regulación es de “price cap” tanto para la Red como para las empresas de distribución, pero existe una creciente competencia en el suministro.</i></p>
<p>Chile</p>	<p><i>La Comisión Nacional de Energía es el ente regulador que también hace la planificación indicativa del mercado. La Superintendencia de Electricidad y Combustible tiene que ver con toda la parte técnica. La Comisión Nacional de Medio Ambiente aprueba los estudios de impacto ambiental. La Comisión Antimonopolio vigila el mercado eléctrico en su conjunto.</i></p>	<p><i>Se impulsa la competencia en generación, la claridad en transmisión y el traspaso a los clientes de las mejoras de eficiencia logradas por las empresas distribuidoras. Mecanismo de “price cap”.</i></p>
<p>Argentina</p>	<p><i>El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) es el organismo de control. Son sus responsabilidades supervisar el cumplimiento del reglamento de suministro que regula la vinculación entre la empresa y el usuario, la estructura tarifaria, la metodología del mecanismo de «pass-through» para la transferencia de los precios mayoristas, y además el procedimiento para ajustar el valor agregado de distribución durante los primeros diez años.</i></p>	<p><i>Competencia en generación y regulación estatal en transporte y distribución. El transporte tiene fijadas tarifas máximas y además controles de calidad. El documento esencial para la regulación de la distribución es el contrato de concesión. Establece las obligaciones de los distribuidoras en términos de calidad del producto técnico, del servicio técnico, y del servicio comercial. También establece que el distribuidor está obligado a abastecer toda la demanda que se le</i></p>

		<p>solicite. Mecanismo de regulación de «price cap». A las distribuidoras no se les exige ninguna inversión obligatoria, sino que se controla la calidad del servicio. Única posibilidad que tienen las distribuidoras para obtener beneficios es a través de la eficiencia en su gestión. La alternativa de reducir la calidad del servicio está penada con severas multas que revierten sobre los usuarios mediante una reducción del valor de sus facturas de los períodos de pago posteriores. Para alcanzar los niveles de calidad requeridos y evitar las multas, los distribuidores tienen necesariamente que invertir y resolver los problemas de los usuarios.</p>
Perú	<p>La Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, tiene como función aplicar el marco legal, fiscalizar la calidad del servicio y la seguridad del suministro, y adjudicar las concesiones y/o autorizaciones para participar en el negocio eléctrico. La Comisión de Tarifas Eléctricas, donde participan el Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Industrias, el Ministerio de Economía, los generadores y los distribuidores privados, fija las tarifas para los clientes regulados.</p>	<p>Ley de Concesiones Eléctricas otorga ciertas garantías a los usuarios. Se les reconoce un costo de racionamiento por fallas en la generación. En el caso de fallas no avisadas en distribución y de más de cuatro horas, las distribuidoras también están obligadas a hacer un pago por racionamiento a los usuarios. Asimismo, la ley obliga a las empresas a reembolsar a sus clientes con acciones, bonos u otras modalidades el monto de los pagos que ellos realizan por ampliaciones o extensiones de las redes de distribución.</p>
Australia (Estado de Victoria)	<p>Las leyes le otorgan a la Oficina del Regulador General facultades para la regulación de los precios pertinentes y mecanismos específicos para fijarlos. Esta Oficina también regula gas, obras sanitarias y puertos.</p>	<p>Los objetivos de la regulación son promover la competencia en generación y suministro, asegurar el mantenimiento de un sistema económico y eficiente, y proteger los intereses de los clientes. Separación de la planificación de la transmisión respecto de la propiedad de la red. Autoregulación a través de códigos definidos por la industria misma. El Regulador General emite licencias y en éstas se detallan los códigos de práctica de la industria. Las actividades de transmisión y distribución se encuentran sujetas a regulación de precios. En distribución se aplica un régimen de «price cap» al rendimiento de ingresos promedio más amplio por un período de cinco años. También existe un mecanismo de «cpi + y» sobre las tarifas de redes individuales.</p>

La regulación del sistema de transmisión

En su carácter de moderador de este Primer Panel, Alberto Devoto invitó a los participantes a debatir acerca de los problemas vinculados con la remuneración del servicio de transporte, las condiciones de acceso a la red de transmisión y las responsabilidades del Estado y las empresas privadas para con la expansión del sistema, a partir de la desintegración vertical del sector eléctrico. En su opinión:

“...En la historia del sector eléctrico, en general, y particularmente bajo el sistema tradicional de operación estatal verticalmente integrada, el sistema de transmisión -a los efectos de su análisis- estaba subsumido en la generación. En este marco, mientras sí existía una normal preocupación por las características técnicas de los sistemas de transmisión, no ocurría lo mismo con las condiciones económicas de su operación. Es que, en definitiva, en un sistema verticalmente integrado, no era demasiado relevante conocer con precisión la estructura y el nivel de los costos de la transmisión. Pero, a partir de las experiencias de reestructuración y desintegración vertical de las empresas, el análisis de las transacciones entre proveedores y clientes de la actividad del transporte con quienes operan la red, pasa a ocupar un lugar saliente en la regulación del sector eléctrico. Las implicancias económicas de todo ello son considerables puesto que un sistema de transporte, cuando efectivamente conforma una malla, puede decirse que es la materialización física del mercado. El mercado mayorista no podría existir si no existiera el sistema de transporte. A lo sumo, tal vez, existiría una gran cantidad de mercados aislados formados por generadores y distribuidores. De modo que, resulta claro que el mercado se sustenta en y se conforma por las posibilidades de interconexión que brinda el sistema de transporte. Permítanme invitarlos, entonces, a debatir acerca de este rol específico del sistema de transmisión y, en especial, acerca de cuál es la forma más adecuada de remunerar y regular los servicios del transporte, así como también acerca de las cuestiones vinculadas con el acceso a la red y de quién se hace cargo de las responsabilidades de las inversiones de ampliación del sistema”.

Según Geoff Swier, en Australia se está estudiando una serie de propuestas que tienen en cuenta al factor distancia para implementar un sistema de fijación de precios de la transmisión en el mercado nacional de la electricidad.

“...En mi país, uno de los temas más importantes para considerar a la hora de establecer criterios de fijación de precios, es el impacto de las grandes distancias a través de las que se transporta la electricidad. Por mencionar un ejemplo, Melbourne y Sydney se encuentran a 800 kilómetros de distancia. Actualmente, la red finaliza en el norte de New South Wales y hay una brecha entre el norte de New South Wales y el extremo sur de Queensland. Para los próximos dos o tres años, se propone realizar una interconexión entre el norte de New South Wales y Queensland. Eso implicará operar una red que, desde South Australia hasta el norte de Queensland, recorrerá una distancia de aproximadamente 4.000 kilómetros. La propuesta que se estudia consiste en dividir al mercado nacional en siete regiones eléctricas. Dentro de cada una de ellas habrá vectores de pérdida estática, por lo que habrá vectores de pérdida calculados para cada media hora durante el año. Esto se hará sobre una base ex ante, según estudios modernos en cuanto a lo que debieran ser los vectores de pérdida. Según esta propuesta habrá una región eléctrica en South Australia, otra que cubrirá la mayor parte de Victoria, y una tercera conformada por el área norte de Victoria y el sur de New South Wales, que es donde se encuentra ubicado el sistema hidroeléctrico de los «Snowy Mountains», entre Victoria y New South Wales. La cuarta región estará compuesta por casi todo el resto de New South Wales y luego habrá tres regiones en Queensland. De acuerdo con estos lineamientos tendremos, en esencia, siete «pools» separados. ¿Cómo se arbitrarán las relaciones y transacciones entre las distintas regiones eléctricas? Por medio de la creación de instrumentos financieros conocidos como derechos de protección interregionales. En presencia de restricciones en las conexiones habrá una apertura diferencial en el precio del «pool». Supongamos, por ejemplo, que hay una restricción entre una región donde el precio es us\$0,04 y el precio marginal en la otra región es de us\$0,05. En otras palabras, hay intentos de mandar energía de la región con precio bajo a la región con precio elevado pero hay una limitación física de 1.000 Mw. Ante este límite físico de cuánta electricidad puede fluir, la organización nacional del «pool» cobraría sólo un centavo de diferencia y le pagará eso a quien fuera el dueño de los derechos de protección interregionales para esa media hora en particular. De antemano, entonces, habría un proceso basado en el mercado pero estos y otros muchos intrincados detalles son aún objeto de intensa discusión. Ahora bien... ¿cuál es el proceso para asignar estos derechos de protección interregionales? ¿Se otorgan o se venden? Este quizás sea un detalle que no consideraremos justo ahora pero entendemos que los derechos son de los actuales participantes en el mercado. Queremos mantener estos derechos para que puedan suscribir contratos con los minoristas. Hay varios minoristas en este área con la certeza de que pueden cumplir con las obligaciones financieras, haya o no una restricción en la transmisión en esa media hora en particular. Ese es el concepto general de protección interregional. Por supuesto, también se propone que la empresa administradora del mercado nacional, el equivalente de «Victorian Power Exchange» en el modelo de Victoria, tenga

una entidad denominada comercializador interregional. Dicha entidad tendría la responsabilidad de mantener la liquidez en la comercialización de estos instrumentos financieros. Para ello se colocaría en el mercado ofreciendo un precio de compra y un precio de venta, de tal forma que los que posean estos derechos puedan comerciarlos siempre con facilidad y se les asegure la liquidez. Además de tratar el tema de las restricciones, se debe, obviamente, tratar el de las pérdidas. Las pérdidas en un sistema como este son sustanciales. Para darles una idea, una transacción entre Melbourne y Sydney tiene un factor de pérdida marginal de alrededor del 20%. Para que se cobren sobre una base marginal, se propone utilizar una función cuadrática para recuperar más que las pérdidas habituales, con lo cual, en este caso, las pérdidas promedio entre Melbourne y Sydney estarían en el orden del 10%. En Australia este dinero se conoce como “black hole money” y se discute mucho acerca de qué debe hacerse con ese dinero. Hay quienes sostienen que quizás deba ser devuelto a la red. Pero otros sostienen que debería ser agregado a los derechos por las restricciones y ser devuelto a quien posea esos derechos en el mercado”.

De acuerdo con Luis Alberto Haro Zabaleta, en el Perú, donde existe un sistema principal y varios sistemas secundarios, y se prevé su interconexión hacia 1996, para la remuneración del transporte se tiene en cuenta el criterio del valor de reemplazo del sistema.

“...El sistema principal es aquel que permite transferencias de energía en ambos sentidos. No se puede identificar unívocamente quiénes son los que comercializan a través de ese sistema y los beneficios obtenidos por el sistema se pueden atribuir a todos los actores en el sistema. En cambio, en el sistema secundario queda claro que es el que permite a un generador traer su producción al mercado, o el que permite a un distribuidor comprar del sistema. Al mencionar a los beneficios no solamente tomamos en consideración los relacionados con la transferencia de energía, sino que hay beneficios evidentemente eléctricos en el hecho de interconectar dos sistemas, tales como compensar la carencia de energía en un tercero y ser complementarios. ¿Qué criterios se tienen en cuenta para la remuneración? Para el sistema de transmisión principal, lo que se reconoce en el pago es el costo total que incluye el costo de inversión, considerado como el valor de reemplazo del sistema de transmisión económicamente adaptado, es decir, el sistema de mínimo costo que cumpla todas las condiciones del servicio. Se supone un sistema de transmisión que cumpla con los criterios de regulación de tensión en las diferentes barras del sistema principal, y con las condiciones de estabilidad y confiabilidad. Por lo tanto, considera todos los equipos necesarios para dar ese servicio. El costo total incluye ese valor de reemplazo más un costo de operación y mantenimiento estándar. Esto significa que si hay sistemas sobredimensionados o hay sistemas que tienen equipamiento redundante, ellos no son considerados para la evaluación del sistema de transmisión. ¿Cómo se remunera al sistema de transmisión? Se paga a través de dos conceptos: un concepto que denominamos «peaje», que es un pago fijo, y un concepto denominado «ingreso tarifario», que es en función del uso que se hace del sistema. En tanto existen tres mercados diferentes, el negocio de generación, el de transmisión, y el de distribución, el precio a nivel de generación se basa en el centro de carga del mercado y luego los precios son expandidos a las diferentes barras del sistema en función de las pérdidas marginales. Esto significa que, por ejemplo, el precio en la localidad de Chimbote es diferente

del precio en Lima, en función de las pérdidas marginales promedio esperadas para el siguiente año con el sistema de transmisión económicamente adaptado. Los precios son determinados a través de estudios de flujo de carga simulados para el siguiente año, que tienen en cuenta las pérdidas marginales que tanto penalizan la capacidad que se transmite. Una vez determinados los precios en cada barra y, por ende, el costo total del sistema de transmisión... ¿cómo dividimos la parte del peaje y la parte del ingreso tarifario? En lo que respecta al peaje, ya con el sistema real, se simulan nuevamente los flujos de carga para determinar qué parte es lo que corresponde al ingreso tarifario en función de los flujos esperados para el siguiente año. Con esos flujos esperados se determina el ingreso tarifario y luego por diferencia simplemente se determina el peaje, que es la parte fija que pagan todos los generadores. En el sistema principal, el costo de ese peaje es repartido entre todos los generadores conectados al sistema. Aquí se tiene el concepto de que, el hecho de conectarse al sistema, posibilita acceder al beneficio de poder vender en cualquier punto del sistema y, por otro lado, en caso de que un generador no esté en condiciones de satisfacer la demanda de sus clientes, algún otro generador lo está haciendo a través de la red de transmisión. Por lo tanto, él solamente tiene que pagar los costos instantáneos determinados por el Comité de Operación Económica del Sistema al otro generador y no necesita incurrir en costos de racionamiento. Para el sistema secundario de transmisión, sin embargo, el peaje es repartido solamente entre aquellos que ocasionan la necesidad de ese sistema secundario de transmisión. En cuanto al cálculo del ingreso tarifario, básicamente excesivo que tenemos hoy, debe tenerse en cuenta que podemos estar inyectando en cierto punto una potencia y una energía que va a ser obviamente diferente que la potencia y energía que extraemos en otros puntos debido a las pérdidas. Por lo tanto, tenemos precios diferentes en los dos puntos en función del sistema económicamente adaptado. La diferencia de precios, o sea el precio que se cobra a la salida de la línea multiplicado por las energías o capacidades que se venden a la salida, menos lo que se inyecta, es la diferencia que se debe al sistema de transmisión. Este ingreso tarifario, si el sistema real es un sistema sobredimensionado o si las pérdidas son excesivas, puede ser negativo lo que significa que el transmisor que no se preocupa por mejorar su sistema también se ve penalizado puesto que no recibirá los ingresos suficientes como para cubrir sus costos. Por otro lado, el generador que vende en un punto pero genera en otro también está interesado porque, de otra manera, para vender la misma cantidad tiene que incurrir en mayores pérdidas. Entonces el generador está interesado en que el transmisor mejore y dada la obligación del transmisor de satisfacer el mercado si tiene un requerimiento para incrementar la capacidad de transmisión puede solicitar el financiamiento del generador y reembolsárselo posteriormente”.

Según Andrés Alonso Rivas:

“...En Chile, los contratos entre generador y transmisor surgen principalmente por negociación y hay un procedimiento de remuneración basado en algo similar al concepto del valor de reemplazo de las instalaciones y en los ingresos tarifarios”.

Para John Henrick Sagen, el punto de partida de la discusión es no perder de vista la naturaleza específica del problema de la fijación de precios en un monopolio natural. En esta situación,

los objetivos de recuperar los costos, y fijar eficientemente los precios tanto para las operaciones del sistema a corto plazo como para las inversiones a largo plazo, no se pueden cumplir al mismo tiempo cuando se está ante un monopolio natural.

“...En esas condiciones de mercado el costo promedio en el sistema es más elevado que el costo marginal, por lo que no resulta tan fácil hacer un sistema perfecto de tarifas para satisfacer todos estos objetivos. Por lo tanto, considero que también debería trabajarse en lo que representa la esencia de un monopolio natural. ¿Hasta dónde llega? Aunque conozco relativamente poco sobre la experiencia con costos reales y los costos marginales promedio de los diferentes tipos de sistema, sean radiales o interconectados, creo que hay campo para trabajar e investigar en este sentido. En Noruega, hemos sentado el principio de una tarifa dividida en dos: los componentes variables de las tarifas que se establecen para reflejar las pérdidas marginales y el valor de las pérdidas marginales a precios «spot». Además, hay un componente de capacidad en los cuellos de botella que se establece de acuerdo con los precios del «pool», algo similar al caso australiano. Pero estos componentes no cubren los costos del sistema por lo que debemos tener un elemento fijo. Lo denominamos componente residual y es un costo compartido, es como un elemento impositivo y dentro de nuestros lineamientos decimos que en un negocio debiera ser neutral con respecto al uso del sistema como también a la inversión en el sistema. Es exclusivamente para juntar los costos del sistema. Podría considerarse si este elemento de costo fijo debería ser utilizado para reflejar dónde se quieren las inversiones, etc... En nuestro sistema creemos que no debe ser así. Cuando se tiene la restricción de recuperación de costos en el sistema, no se puede combinar esto con precios eficientes para la inversión. Por lo tanto, debe considerarse la expansión, el control de inversiones. Es decir, que debe hacerse de otra forma”.

José Luis Antúnez, representante de TRANSENER, la empresa privada a cargo del servicio de transporte, explicó que como en la Argentina la empresa operadora de la red no está obligada a realizar ampliaciones no hay un cargo que remunere esa tareas, y que la remuneración tampoco cubre el reemplazo de los activos que existían al momento de la privatización.

“...En realidad, el sistema de remuneración argentino se parece al de Noruega. Existe un cargo por capacidad de transporte que, en el fondo, cubre la capacidad de la red, otros cargos por cada una de las conexiones que se realizan, que son las salidas en distintos niveles de tensión, y por cada uno de los transformadores que están conectados a la red, y por último, la remuneración por energía eléctrica transportada que es el componente variable de la remuneración, y que se calcula con un método algebraicamente similar al utilizado en el Perú. Una característica particular del sistema argentino es que estos ingresos se globalizan y se estabilizan durante periodos de 5 años, haciendo una modelización del sistema a futuro y una proyección de los niveles de transporte de energía a fin de poder estabilizar los ingresos de la empresa de transporte”.

Desde un punto de vista conceptual, Martín Rodríguez Pardina, miembro de los equipos técnicos del ENRE argentino, sugirió que la diversidad de los sistemas de tarificación expuestos refleja el hecho de que las empresas enfrentan obligaciones diferentes.

“...De ahí que las tarifas de una empresa que no tiene obligaciones de expansión sean diferentes en cuanto a su cobertura de aquellas que sí las tienen. Según las diferentes exposiciones realizadas, la Argentina es el único caso en que la transportista no tiene ningún tipo de obligación respecto de la expansión del sistema, limitándose sus obligaciones a la operación y mantenimiento de las instalaciones existentes. Más allá de esa particularidad, también es importante distinguir el problema de cuáles son los costos de una empresa de transporte operando eficientemente, del problema de la asignación de esos costos entre los usuarios del sistema. Obsérvese que una vez que el sistema se separa, se desintegra verticalmente, aparece la cuestión de quién debe pagar por el uso de las líneas, tanto por las existentes como por las ampliaciones. Pero en una empresa verticalmente integrada, esta pregunta no tiene sentido puesto que el concepto de que es el generador el que usa la línea para llegar al mercado puede ser en principio revertido, y ser reformulado como que es el usuario el que usa la línea para ir a buscar la energía al generador. Es decir, entonces, que el concepto de cómo se asignan los costos de la red de transporte, como un todo entre los distintos agentes, es probablemente uno de los problemas que no tienen fácil solución. Por otro lado, tanto para el caso argentino como en general, la función de transporte es una combinación compleja de cables pero también de compra de generación por pérdidas, de redespacho de generación por la existencia de restricciones y de servicios de potencia reactiva, y de estabilidad. Desde el punto de vista económico, el sistema de transmisión posee muchos aspectos interesantes, tales como economías de escala, externalidades muy fuertes, e indivisibilidad de las inversiones. Al tener en cuenta todos estos factores aparece la posibilidad de considerar enfoques alternativos para la remuneración de los servicios de transporte. En un caso pueden ser tratados como un todo integrado en el que se toma en cuenta, pérdidas, restricciones y los demás aspectos. En el otro, se puede considerar remunerar a un transportista, privado o público, que es dueño de los cables y que pone a disposición el uso de los cables, por el uso de ese activo fijo solamente”.

Charles Stalon, de California, Estados Unidos de Norteamérica, consideró que a los efectos de establecer criterios de remuneración para el transporte, debe distinguirse claramente entre lo que es una posibilidad pragmática y lo que es un objetivo teóricamente sólido.

“...Creo que este objetivo debiera ser un teorema dividido en dos partes, donde el componente variable intenta reconocer y cobrar por las pérdidas marginales de energía y, por lo tanto, se cobrarían rentas de congestión. Esto crea el problema, ya mencionado por el señor Sagen, de que sería difícil reconciliar cualquier concepto de recuperación de costos si también se están cobrando rentas de congestión. Pero también brinda la oportunidad de crear un mercado secundario y rentas de congestión, y crea la posibilidad para que la gente utilice los derechos de renta de congestión para cubrir las fluctuaciones en los costos de transmisión que a mucha de las partes no les gusta ver. Esto me permite referirme rápidamente a lo que llamo el lado pragmático del tema. Sabemos que a muchos usuarios y a muchos generadores les gustaría tener un costo conocido para los servicios de transmisión, es decir, les gustaría poder firmar contratos a largo plazo y tener una buena idea de lo que serán sus costos. Obviamente, un sistema que base sus costos de conexión en aproximaciones de costo marginal

a más largo plazo y que base sus costos de uso en rentas de congestión así como en pérdidas reales, no les podrá brindar el tipo de seguridad que requieren. Pero si podemos crear un mercado secundario para derechos de congestión para que puedan proteger aquellos a modo de una transacción financiera, quizás podamos satisfacer todos los requisitos de una vez. Naturalmente, este es un asunto de una gran complejidad. Australia y los Estados Unidos de Norteamérica, con sistemas que son simplemente redes de redes, donde tendremos áreas de control definidas y donde habrá interconexiones en sistema con quizás media docena o más áreas de control, lo están intentando. Por ende, tendremos flujos entre áreas de control así como dentro de las áreas de control, y habrá rentas de congestión dentro de las áreas de control como así también entre las áreas de control. Estos problemas no se han resuelto aún”.

Luis Rodríguez Romero señaló que existe un aspecto de mucho interés en la Comunidad Económica Europea y especialmente en España, que es el de la diferenciación tanto en las condiciones de acceso como en el precio de la utilización de la red de transporte entre distintos agentes.

“...En España se avanza hacia la coexistencia de un sistema integrado y un sistema independiente. Dentro del sistema integrado hay todo un conjunto de «standard costs» (costos estándar) que diferencian su precio medio respecto a la posibilidad que tiene el sistema independiente. Una posibilidad analizada -que va en la línea de lo que están analizando algunos otros países europeos respecto a las condiciones de “third-party access” (acceso por terceras partes)- es la de incorporar en el precio de uso de la red de transporte un sobreprecio y un sobreprecio que esté vinculado con los «standard costs» que soporta el sistema. En el caso español, esto supondría, por ejemplo, que aquel que está en el sistema independiente, que utiliza la red de transporte para competir, en último término, con el sistema integrado, tendría que tener un sobreprecio determinado por los «standard costs» del sistema integrado. En el caso de la Comunidad Económica Europea, en las propuestas de algunos países, esto supondría que la tarifa de un país tercero, al acceder a la red de transporte de un país determinado tendría ese sobreprecio también por las condiciones de generación del país que pone la tarifa. Este es un elemento adicional a tener en cuenta dentro de los problemas que conlleva la tarificación del transporte”.

Responsabilidad del sector público y de las empresas privadas para expandir la red.

De acuerdo con Martín Rodríguez Pardina, en la Argentina existen tres mecanismos diferentes para la ampliación de la red de transporte:

“...El más sencillo consiste en un acuerdo entre partes en el que, uno o más usuarios del sistema, solicitan a la transportista de su área, ya sea a TRANSENER como transportista nacional o a las Distro, a las transportistas regionales, una ampliación y se hacen cargo de los costos de capital de la misma. Una vez realizada esa ampliación será remunerada, en términos generales, con el mismo régimen de las instalaciones existentes. La segunda variante

se ocupa de las ampliaciones menores, aquellas que cuestan en este momento menos de us\$2 millones. Estas pueden ser solicitadas por un beneficiario o por la misma empresa transportista al Ente Regulador de la Electricidad (ENRE) quien además resolverá quiénes serán los encargados del pago de las inversiones. Estas son cifras muy poco significativas con relación a la magnitud del sistema argentino. El tercer mecanismo es el concurso público. Un conjunto de beneficiarios que acrediten al menos el 30% de los beneficios de la ampliación pueden solicitar la ampliación a la empresa transportista. Esta a su vez eleva un informe al ENRE, quien evalúa la razonabilidad económica de la ampliación en términos de la disminución esperada en los costos totales del sistema y luego convoca a una audiencia pública. Si el 30% o más de los beneficiarios identificados de esa ampliación se oponen, ésta no se lleva a cabo. Es decir, que hay un 30% con derecho de veto directo y sin justificativo. Si el veto no se manifiesta y no hay oposición que el ENRE considere fundada de alguna otra parte interesada, la ampliación será realizada. Se licita la obra públicamente y durante un período de amortización que está fijado en 15 años -pero puede variar- todos los beneficiarios de la ampliación pagarán un porcentaje del resultado de la licitación. La licitación se adjudica a quien pida el menor flujo de canon por realizar la construcción de la obra y su operación y mantenimiento durante los 15 años. El tema importante es entonces definir el concepto de beneficiario. Y es aquí donde aparecen los problemas. En este momento el concepto de beneficiario adoptado en el sistema argentino es el de uso eléctrico de las líneas dentro del área de influencia. De ello resulta, básicamente, que para áreas exportadoras -como la línea Comahue-Buenos Aires- los beneficiarios son los generadores. Es decir, que desde el punto de vista económico este criterio de uso eléctrico tiene en cuenta solamente un efecto de cantidad. No se está tomando en cuenta la baja en los precios que produzca la línea, por ejemplo, o los mayores beneficios económicos para un generador, sino que se miden los beneficios en términos de uso eléctrico. Esto ha traído un problema porque si bien los beneficios se miden en términos eléctricos, la votación de los actores cuando tienen que solicitar o vetar una ampliación se hace indudablemente en términos económicos. Ese es el comportamiento racional esperado de cualquier agente privado. Esta dicotomía entre la forma de asignación del pago y el interés que mueve a las empresas a realizar las ampliaciones, ha ocasionado recientemente que una obra solicitada haya sido vetada. Finalmente, desearía plantear otro problema que aparece una vez que se produjo la desintegración vertical en cuanto a la remuneración... ¿qué es lo que se está recuperando? ¿cuál es el servicio que comprende? Y, posteriormente, cuando aparece el tema de la ampliación... ¿cuán bien o no puede funcionar un sistema como el argentino en el que se ha dejado en las manos del sector privado la decisión de las obras de expansión, sin ninguna instancia de planeamiento futuro o de coordinación de mediano o largo plazo?"

David Newbery explicó que en el sistema que se aplica en Gran Bretaña es la red quien debe asumir la responsabilidad de la expansión.

"...El problema principal que enfrentamos es fomentar que los generadores se radiquen en el lugar adecuado. Hoy en día tenemos una oferta excesiva de energía en el norte y una demanda excesiva en el sur, por lo que los cargos del sistema fueron calculados en base a los costos adicionales que requeriría el sistema para aceptar una entrada en un lugar y una

salida en otro. Estos costos se promediaron en toda la zona. Originalmente, se planificó considerar cada nodo dentro de la zona pero la idea era simplificarlo lo más posible y el resultado fue un conjunto de cargos por entrada y salida en cada zona. Algunos de estos cargos por entrada son negativos por lo que al generador se le paga por ubicarse en un determinado lugar. De todos modos, el sistema tiene muchas restricciones políticas ya que en el extremo del país, los cargos por salida serían muy elevados y la demanda allí sería muy costosa. Los residentes locales se quejaron ante los diputados que los representan y el sistema en general fue restringido. Ya he explicado que no cobramos las pérdidas marginales y los efectos de esta decisión son interesantes. Calculamos que los beneficios de cobrar pérdidas marginales son bastante reducidos pero el impacto en las rentas de los diferentes generadores es bastante grande. Por lo tanto, algunos ganan sustancialmente y otros pierden sustancialmente, en especial los escoceses. Por ende, resultaría más eficiente el hecho de cobrar costos marginales que serían de un 10% entre Norte y Sur en el pico; eso cambiaría en forma bastante sustancial el orden de despacho de las estaciones. La ganancia general es relativamente pequeña y la imposibilidad de persuadir a la gente para que acepte el cambio -ya que las pérdidas para algunos serían grandes- nos llevó a dejarlo de lado. En este momento, toda la expansión la determina la National Grid teniendo que cumplir sus normas de seguridad. La ubicación de la generación y la demanda, a su vez, crea demandas sobre el sistema que deben cumplir normas de seguridad y confiabilidad y, por ende, deben ser abonadas por el sistema de transmisión”.

Según Luis Ignacio Betancur Escobar:

“...En el caso colombiano, el transportista percibe una remuneración que incluye las obras de expansión. Y dado que la Comisión de Regulación eléctrica también regula el mercado del gas, los cargos de transmisión eléctrica se han hecho en consonancia con los cargos de la red troncal de gas, para que -en la medida de lo posible- sea indiferente la localización de las plantas térmicas a gas con relación al costo del transporte de gas o con la red troncal de alta tensión”.

Tal como Geoff Swier detalló en su presentación inicial:

“...En el estado de Victoria, Australia, existe una separación entre la responsabilidad de planificar entre el «Victorian Power Exchange» que también maneja el «pool» y el sistema de seguridad, y «PowerNet Victoria», la organización de la red. «Victorian Power Exchange» tiene una responsabilidad legal de mantener las normas que se estipulan en su licencia, pero puede licitar incrementos de la red, por lo que considero que suena bastante similar a lo que ocurre en la Argentina”.

En Suecia, según Bo Lyndörn:

“...En principio, tenemos una red abierta y con la posibilidad de acceso por terceras partes en todo lugar. Además, no hacemos diferencia alguna entre el transporte y la distribución, excepto en concesiones de oferta limitada por tiempo. Nuestro sistema de transporte tiene

tres niveles: primero, la red nacional; luego las redes regionales y por último, las redes locales. En principio, todas las redes tienen los mismos roles y todas están obligadas a tener concesiones. Cualquiera puede solicitar una concesión pero la Red Nacional se encuentra por encima de todo. En los otros niveles hay distintos tipos de propiedad: privada, estatal y de autoridades locales. Cuando se les otorgó ese tipo de concesión también recibieron obligaciones, y es su obligación conectar a cualquiera que lo solicite como así también transferir electricidad. Una de las consecuencias de esto es que también están obligadas a realizar el mantenimiento y la inversión si la hubiese”.

Luis Alberto Haro Zabaleta señaló que en la experiencia peruana:

“...En el sistema secundario de transmisión, el peaje es repartido solamente entre aquellos que ocasionan la necesidad de ese sistema secundario de transmisión. Eso hace que cualquier extensión del sistema más allá de lo racionalmente necesario tiene que ser una decisión entre cuál es la manera más adecuada, más económica de satisfacer esta nueva demanda: o extendiendo el sistema o con suministros locales. De esta manera se logra que, antes de decidir una interconexión, se consoliden los mercados y se cuente con los elementos de juicio necesarios”.

De acuerdo con Andrés Alonso Rivas en Chile:

“...No hay monopolio legal en el sentido que cualquiera puede hacer ampliaciones de red. Por otro lado, las ampliaciones de red principalmente han seguido lo que es un plan de obra -que es meramente indicativo- que realiza la Comisión Nacional de Energía”.

En España, según Luis Rodríguez Romero:

“...La expansión se le reconoce a la empresa de transmisión «Red Eléctrica de España» mediante la fijación de los costos estándares, y la decisión de planificación de las ampliaciones de la red corresponde a la Comisión Reguladora compartida con la Dirección General de la Energía”.

Preguntas Seleccionadas.

-John Henrick Sagen preguntó a los participantes de la Argentina y también a otros reguladores con respecto al tema del «by-passing» de la red existente. En Noruega todos pueden solicitar una concesión para construir una línea o un transformador. Tal es así que, cuando se construye una línea, con radio para su uso por un sólo cliente, éste debe pagar casi todos los gastos. Pero cuando las partes presentan una solicitud para construir líneas, o transformadores o interruptores conectados al sistema integrado, en casi todos los casos tratan de encontrar fundamentos para hacer un «by-pass» al sistema existente y no abonar parte de los costos fijos del mismo. Alegan todo tipo de razones técnicas por las que no deberían pagar los costos fijos del sistema. En principio, creo que el sistema le brinda a cada actor, a cada generador, a cada

cliente una seguridad en el suministro y acceso al mercado común, y tienen casi los mismos beneficios conforme a su voluntad de pagar. El problema es que se producen algunas distorsiones en cómo se han de cubrir los costos fijos. El impuesto que grava estos emprendimientos hace que la gente quiera hacer un «by-pass» al sistema sólo para beneficiarse ellos pero sin reducir los costos del sistema en general, corriéndose el riesgo de construir líneas más costosas que a través de una planificación integrada. ¿Existe este problema en la Argentina o en algún otro país?

En la Argentina, según la respuesta de Martín Rodríguez Pardina:

“...No está permitido ni hay posibilidad de hacer un «by-pass» físico de la red existente en ningún caso. En nuestro sistema hay un concesionario del transporte en alta tensión que es TRANSENER, que cubre todo el país, y también existen otros cinco concesionarios regionales que abarcan sus áreas. Por otra parte, para realizar una ampliación del sistema se necesita un certificado de necesidad y conveniencia pública que es emitido por el ENRE luego de asegurarse que la obra sea eficiente desde el punto de vista económico, es decir, que reduzca los costos totales del sistema. Entonces, no hay posibilidad de que exista este problema”.

Por el contrario, Geoff Swier contestó que en Victoria, Australia:

“...No hay restricciones para casos de «by-pass». El sistema no ha estado funcionando el tiempo suficiente como para realmente mostrar sus problemas pero tenemos tres o cuatro clientes industriales grandes que se quejan de los cargos de conexión y amenazan con solicitar estudios de ingeniería, etc. sobre un «by-pass» para tener conexión con la red algo más cerca del centro. Supongo que debemos considerar que hay una especie de «Ramsay pricing» en acción y hay clientes industriales importantes que pueden gastar dinero y amenazar con construir y hacer un «by-pass» al sistema. Tendrá, entonces, que haber ajustes a esos cargos, reduciéndolos para evitar que los costos sean cargados a los clientes que tienen una menor elasticidad o una menor respuesta a dichos precios”.

-En el caso de la experiencia australiana...¿quién emite el derecho de protección interregional (interregional hedging right)? y ¿qué utilización se le da al producto de la suscripción original si es que no se los otorga gratuitamente?

Geoff Swier respondió que:

“...En la actualidad existe un debate sobre el tema y hay dos propuestas sobre la mesa. Una es que los derechos en realidad pertenecen a las empresas de servicios que son las partes de lo que se denominó el acuerdo operativo de interconexión. Actualmente, tenemos un acuerdo entre las tres empresas de servicios interconectadas en South Australia, Victoria y New South Wales, que rige el comercio entre los tres estados y es, muy probablemente, la opción tradicional estadounidense del tipo de acuerdo de intercambio. Se sostiene, por lo tanto, que estos derechos debieran ir en realidad, en primer lugar, a las empresas de servicios

públicos. Pero en el caso de Victoria ya no existe una empresa de servicios públicos - desapareció- pero tenemos lo que se denomina el SECV, que es una empresa residual que continúa administrando muchos de los contratos y obligaciones existentes que no podían colocarse dentro del área competitiva. Por lo tanto, hay un argumento que dice que inicialmente los derechos irán al SECV y luego tendrá que haber una suerte de precio para calcular una asignación más libre de esos derechos. Una vez consolidado el mercado con cierta liquidez y cuando haya confianza en esa fijación de precios, otorgaremos esos derechos a perpetuidad y podremos considerar qué generadores se privatizarán y cuáles no. Algunos podrán ser privatizados y también querrán competir para adquirir esos derechos a fin de poder firmar contratos con clientes individuales en otras regiones. La otra propuesta sostiene que esos derechos deberían pertenecer a la empresa que abarque todo el mercado nacional. Los que proponen esto están muy preocupados con la monopolización regional. Obviamente, si en una región hay un único generador, que tuviera energía de mercado inactiva y tuviera todos los derechos de protección de la interconexión, podría potencialmente manipular su despacho para de alguna forma establecer el precio del «pool». Por ende, hay aspectos regulatorios que estamos considerando en el sentido de si es necesario colocar topes sobre la pertenencia de esos derechos a los actores dominantes en el mercado. En el caso de los que proponen que los derechos pertenezcan a la empresa del mercado, el dinero excedente se destinaría a reducir el componente de cargo fijo por transmisión. Estamos entonces en una etapa en la que, desde el Gobierno, tenemos una ventaja que vale bastante y no vamos a aceptar deshacernos de ella hasta saber cuánto vale. Este probablemente sea el estado actual del debate y, en los próximos tres o cuatro meses, esperamos llegar a una decisión de cómo exactamente se asignarán estos derechos. Por otra parte, quizás valga la pena comentar que tenemos un modelo de simulación en software que describe bastante correctamente las normas del mercado nacional y le permite a la gente jugar a ser generadores y clientes individuales. Dentro de pocos meses haremos un testeo de un proceso de simulación donde se van a probar muchos de estos temas, especialmente los relacionados con ganancias y monopolio. Finalmente, si alguien está intentando implementar un tipo de acuerdo bastante complejo como el nuestro, permítanme insistir en sugerirle que baje preparar un software de simulación para poder realizar las pruebas y el ajuste de las normas antes de volcarlas por escrito y confirmarlas”.

-En el caso argentino...¿no sería conveniente una planificación macro del sistema de transmisión que permita establecer los corredores eléctricos y sus etapas de desarrollo, a fin de integrar óptimamente los grandes mercados consumos a las concentraciones de producción hidroeléctrica y de gas?

En su respuesta, Alberto Devoto recordó que:

“...Dentro de las actuales reglas de juego, estas son decisiones de política sectorial. Como ya se ha explicado, en el sistema argentino se ha dejado en manos del mercado la responsabilidad o la forma de expandir el sistema”.

Por su parte, José Luis Antúnez, representante de la empresa privada a cargo de la red contestó que:

“...Vista la corta experiencia de los 30 meses que llevamos operando el sistema, creemos que un cierto grado de planificación para el futuro es imprescindible para que las expansiones no se hagan en forma descoordinada y finalmente redunden en un exceso de inversión”.

-A partir de la experiencia argentina se cuestiona si la metodología de asignación de los requisitos de ingreso de las líneas existentes también puede estar basada solamente en conceptos de energía, más que en beneficios, o si también se debería tomar en consideración los aspectos de la demanda. En forma más general se pregunta ¿por qué la regla de pago de la ampliación tiene que ser distinta de la red existente?

En opinión de Martín Rodríguez Pardina:

“...Este último punto es general para cualquier regla de pago. Es que al momento de la privatización prácticamente es posible optar por cualquier regla por injusta que sea porque lo único que va a hacer es redistribuir los valores de los activos existentes que están siendo privatizados. Es decir, que podría haber puesto una regla por la que solamente tendrán que pagar los generadores hidráulicos cuyos nombres empiecen con «j». Al momento de la decisión, no hay ineficiencia productiva asociada a la regla y como se trata de activos existentes tampoco hay ineficiencias asignativas. Pero si bien es cierto que la privatización otorga cierto margen para implementar una regla arbitraria, dicha regla no se sostiene en un esquema dinámico. Porque una vez que se necesitan nuevas inversiones, la parte que esté siendo injustamente tratada -y entiéndase por «injustamente» que paga más, no de lo que le corresponde en un mundo de concepto de equidad sino de los beneficios que ese gasto le demanda-, por supuesto, no invertirá. Esta es la principal regla que uno espera del comportamiento de mercado. Pero la segunda parte de la pregunta introduce la cuestión de si se puede aplicar «ramsay pricing» en el sistema. Para hacer un cálculo eficiente de “ramsay pricing” hay que disponer de datos consistentes de elasticidad de precios y probablemente se tendría que avanzar hacia algún tipo de tarifa en dos partes. Pero estrictamente el «ramsay pricing» tendría serios problemas de elasticidades para los distintos actores”.

-En el caso argentino y más allá de la responsabilidad de la transportista... ¿no resulta una señal inadecuada a los usuarios el no cobrarle por la renovación de activos? ¿No constituye acaso una especie de subsidio cruzado?

José Luis Antúnez respondió que:

“...La normativa vigente prevé que a la renovación de activos se le dé el mismo tratamiento que al de una ampliación cuando llegue el momento de la obsolescencia de los activos. De alguna manera, esto hace a lo que mencionó el señor Stalon respecto del pragmatismo en la formulación. Esto teóricamente está muy bien, pero creemos que en la práctica es poco adecuado y preferiríamos ver un sistema en el cual, en los periodos tarifarios, se planificase el reemplazo de los activos que van a obsolescer en ese período y se hiciese un programa

para su renovación. No creo que ello implique un subsidio cruzado. Lo que hace realmente es diferir costos hacia el futuro”.

-En el sistema argentino... ¿cómo se computa el 30% que solicita o se opone a la construcción de una línea: por número de usuarios, por potencia efectiva, o por energía transmitida?

Martín Rodríguez Pardina contestó que:

“...Es básicamente por el uso eléctrico de la línea. O sea que, se definen áreas de influencia con un conjunto de nodos en los que, al inyectar potencia en un nodo, se ven afectados sus flujos de energía en la fórmula, pero lo que toma en cuenta son los flujos eléctricos dentro de la línea sin ningún tipo de consideración que haga a la cantidad de los usuarios. Es más, también las mediciones se hacen con algún tipo de promedio entre períodos de pico, de valle y del resto, ponderados de forma distinta, pero es básicamente una cuestión de uso eléctrico de la línea”.

-En términos generales, el problema de establecer un sistema de tarifas que remunere el sistema de transmisión debe contemplar dos aspectos: cuánto se paga y quién lo paga. Se entiende que el mecanismo de recaudación por ingreso tarifario ayuda a resolver parcialmente el segundo problema, ya que crea una fuente de ingresos que, por lo general, es inferior a la remuneración requerida. Ahora bien... ¿cuánto se paga, qué criterios se usan y quién deberá financiar los déficit de recaudación por ingresos variables?

Yendo directo al grano, Luis Alberto Haro Zabaleta respondió que:

“...Finalmente, lo paga el usuario. El costo de transmisión en el sistema peruano y, por lo que he visto en los otros sistemas, está incluido en la tarifa. El problema es quién lo colecta y cómo lo transfiere al transmisor. Respecto de cuánto se paga, en el sistema peruano por ejemplo, lo que se denomina el sistema de transmisión económicamente adaptado es un sistema que toma en consideración la expansión de la red. Toma en consideración ese plan referencial y se fija en función de las condiciones del servicio para un tiempo que considera una expansión en 15/20 años. A partir de eso se determina en función de los costos actuales del mercado tanto para los costos de inversión como para los costos de operación y mantenimiento y eso está definido en función de costos estándares. Pero en el caso del sistema principal de transmisión, lo pagan todos aquellos conectados al sistema en función de la máxima demanda total y, por lo tanto, este es un porcentaje muy pequeño con relación al costo de generación propiamente dicho”.

Luis Ignacio Betancur Escobar contestó que:

“...En el caso colombiano, la red de alta tensión la maneja exclusivamente una empresa estatal, pero en la etapa anterior algunas de las grandes empresas generadoras tenían parte de la red. La Comisión de Regulación obligó, entonces, a que los dueños de la red, de los llamémosles pedazos de red, la entregasen en administración exclusiva a la empresa

transportadora. El mecanismo de pago es similar al caso del Perú, en donde el administrador de la red les paga, a prorrata simplemente del uso. En el caso nuestro, la tarifa finalmente es un costo que se refleja claramente en la tarifa al usuario final”.

Según Luis Rodríguez Romero, en el actual sistema español la contestación es muy sencilla:

“...El cuánto se paga es simplemente el costo estándar asignado a la empresa que centraliza, planifica y gestiona el transporte que es Red Eléctrica de España. ¿Quién lo paga? Muy sencillo, simplemente es un costo del sistema: se suman todos los costos del sistema y se aplica una tarifa. Por lo tanto, lo pagan todos los consumidores proporcionalmente a la tarifa que soportan. En este mundo -que yo normalmente llamo el mundo estándar- no hay problemas. Ahora bien... ¿cuál es el precio de esta forma de actuación que nos evita todas las complejidades de una tarifa en dos partes, parte fija, parte variable, etc...? Lamentablemente, la complicación es que alguien -un señor en una mesa- decide dónde, cuáles y cuánto cuestan las expansiones. Todo lo que hemos estado hablando de otros sistemas, lo único que tratan es de dar coherencia económica a esta segunda parte. Y de, por lo tanto, ese otro mundo, el mundo sencillo -sencillo pero complicado en sus resultados a veces- acercarlo a la otra realidad”.

Andrés Alonso Rivas respondió que en Chile:

“...Se paga por valor nuevo de reemplazo que es un estudio desarrollado con una tasa de rentabilidad del 10%, a 30 años de depreciación y el costo de operación y mantenimiento que está establecido como un costo estándar. En cuanto a quién lo paga quisiera ser bastante pragmático, en el sentido de que, finalmente, estos pagos siempre los paga el usuario, independiente de la repartición que se haga. Si se establece una tasa de retorno para un generador dado, él ingresará al sistema cuando se cumpla esa tasa. Por lo tanto, cualquier ineficiencia que se dé en el sistema finalmente la paga el usuario. En nuestro caso, en general, paga aquel generador que desea acceder al mercado central donde está el centro del sistema”.

La regulación de la distribución

Alex Henney, moderador de este Segundo Panel, abrió el debate sobre la regulación de la distribución haciendo una evaluación de la experiencia británica de control de precios a través del “price cap” y de la viabilidad política de este enfoque. Desde su punto de vista:

“...La aproximación británica a la regulación fue, en parte, un rechazo consciente a ciertos aspectos del modelo estadounidense. A principios de los ‘80, se percibía a la regulación estadounidense como «de costos positivos» y, por ende, carente de incentivos para mejorar el desempeño de las empresas reguladas. Además, poseía un alto grado de litigiosidad, con audiencias muy largas y complicadas. La alternativa a este sistema fue un control de precios bastante sencillo que fue llevado a la práctica por el Profesor S.C. Littlechild, asesor del Gobierno, en la privatización de British Telecom. El modelo de regulación basado en el “price cap” fue tomado realmente como el equivalente de la piedra filosofal: se suponía que iba a ser simple, barato y actuaría como sustituto de la competencia. De un modo no especificado, el regulador iba a establecer el control de precios por un tiempo. Este control de precios proporcionaría un incentivo a la empresa regulada para reducir sus costos en un porcentaje superior al aumento autorizado de precios, puesto que se guardaría el beneficio de esas reducciones durante el período de duración del control. Luego el regulador, a su mejor saber y entender, establecería un nuevo porcentaje más bajo para el aumento de precios y así continuaría el proceso, simulando un mercado competitivo en el sentido de que las ganancias supra-normales se eliminarían mediante regulación. Este enfoque parece haber funcionado bastante bien en los casos de «British Telecom» y «British Gas», y también quizás en la privatización de las empresas de obras sanitarias pero, en el caso de la electricidad, ha sido -en mi opinión- un fracaso total. En rigor, el fracaso comenzó en 1990 cuando el gobierno conservador no pudo establecer controles de precios lo suficientemente rigurosos. En los veinte años anteriores, la productividad de las empresas de distribución había mejorado en alrededor de un 2,5% por año. Pero las empresas de electricidad lograron persuadir al gobierno que la época de reducir los costos había pasado y que era necesaria una renovación de la red. La existente -que había sido expandida luego de la Segunda Guerra Mundial- tenía de 30 a 35 años de antigüedad y operaba con costos crecientes de mantenimiento. En consecuencia, el Gobierno estableció un “price cap” que, en lugar de

restar un término “x”, sumaba un factor “k” equivalente al 1.3% en promedio, y esto resultó en un blanqueo de dinero por parte de las empresas. En un plazo de cuatro años sus ganancias se incrementaron en 150%, el precio de sus acciones se marchitaron, se encontraron libres de deudas, volvieron a comprar sus acciones y entregaron dividendos especiales. Mientras tanto, el Regulador estatal se pasó hablando de la forma en que iba a beneficiar a los clientes en el futuro. Recién en agosto de 1994 el Regulador propuso reducir el porcentaje autorizado de aumento de precios de las empresas entre un 11% y un 17% a partir de abril de 1995. Posteriormente y por los siguientes cuatro años, el término “x” de la fórmula sería del 2% anual. En realidad, lo que hubieran logrado estas reducciones, que el regulador anunció como muy duras, hubiera sido poner a las empresas adonde hubiesen estado de todos modos si el gobierno hubiese establecido desde el inicio un “price cap” de aproximadamente 2% anual. En primera instancia. Por ende, lo que vemos que está sucediendo es que el gobierno establece controles de precio hacia arriba, el regulador los fija un paso más abajo de donde hubieran estado si se hubiera establecido, según entiendo, el menos 2% australiano. En concordancia con estas propuestas, los precios de las acciones se incrementaron un 20% en tres semanas. Más tarde, en diciembre de 1994, un conglomerado débil, con urgencias impositivas sustanciales y la necesidad de encontrar refugio del gobierno chino -pues tenía sede en Hong Kong-, presentó una oferta para uno de los distribuidores a fin de encontrar formas de compensar sus declaraciones de impuestos. En el mercado las empresas distribuidoras cotizaban a razón de 2,40 libras por acción. Este conglomerado ofertó 10,50 libras, lo cual cuadruplicaba el valor de las acciones en cuatro años. Estoy seguro que ustedes estarán de acuerdo que no estaba nada mal para los accionistas, pero simplemente no resultaba tan bueno para los clientes. La respuesta del distribuidor fue interesante. Ofreció devolver a los accionistas 5 libras. Tengan en cuenta que cuatro años atrás habían invertido 2,40 libras por acción y ahora se les ofrecía 5 libras. Una vez más, no estaba nada mal y, además, continuarían siendo propietarios de sus acciones. Por otra parte, las autoridades de las empresas prometieron que los dividendos se incrementarían en términos reales en algo así como un 6% por año. Obsérvese que este es un número muy grande en una economía que crece a razón de 2% por año. El Director de Regulación luego decidió revisar los controles de precios y este verano ajustó los controles una vez más. Tengan en consideración de que para 1996 se proponía un término “x” equivalente a menos 2%. En cambio, el Regulador optó por algo así como menos 10% y luego menos 3%. Pese a ello, el valor de las acciones aumentó y hoy día, mientras estamos sentados aquí, siete de las doce empresas regionales de distribución eléctrica han sido adquiridas o tienen firmes ofertas en la mesa. Algunas de esas ofertas son impulsadas por razones impositivas; otras, tienen origen en las empresas de servicios públicos de los Estados Unidos que parecen tener mucho dinero y han decidido que existen quizás lugares menos emocionantes que la China para intentar encontrar oportunidades de inversión. Ante todo esto, uno puede sentarse y preguntarse: ¿qué falló y por qué? Desde mi punto de vista, hubo algunos problemas fundamentales en la regulación del control de precios. En su origen, el mecanismo fue concebido para los contraceptivos, que es un negocio constante de relativamente baja tecnología y baja intensidad de capital. Pero cuando se intenta regular a empresas de distribución eléctrica, especialmente aquellas con ciertos años donde es necesario reinvertir para reemplazar los activos, se presenta un problema, a saber, la necesidad de reinversión

es básicamente un agujero negro pues nadie sabe realmente las condiciones en que se encuentran todos los cables y especialmente los cables subterráneos. También considero que el hecho de establecer un control de precios por el término de cinco años es un período demasiado extenso y la incertidumbre se incrementa con el tiempo. Por lo tanto, pienso que el problema básico del control de precios es que, por un lado, puede resultar el mecanismo más agudo para mejorar la eficiencia, pero si luego a modo de advertencia el Gobierno les da dinero -como sucedió con nuestras distribuidoras de electricidad-, las empresas se sientan tranquilas y no hacen nada por mejorar la eficiencia. No es la única parte de la ecuación. También deben ser considerados tanto la equidad vis-a-vis los clientes y la aceptabilidad pública del mecanismo, porque las ganancias de las empresas y los efectos resultantes de las opciones de compra de acciones de los Directores de esas empresas no es un tema político menor. Todo esto me conduce de nuevo a reconsiderar las críticas al modelo estadounidense y a sus intentos por desarrollar lo que denominan regulación en base a los resultados. Considero que su enfoque es más exitoso para lograr una forma de regulación más equitativa y políticamente viable, que el tipo de control de precios que hemos tenido que ha convertido lo que debieran ser emprendimientos un tanto aburridos, de bajo riesgo y con poca recompensa, en finos ejemplares de lo que los alemanes llaman el muy activo capitalismo de la bolsa de valores entre los ingleses y los norteamericanos”.

Funcionamiento del mercado y resultados de la regulación: presente y futuro.

Charles Stalon enfatizó que la distribución es un monopolio natural que debería ser regulado en su calidad de tal, y que las empresas del sector son el instrumento que utilizarán los reguladores para influenciar el futuro de la industria. En su opinión:

“...A medida que reestructuremos la industria de la electricidad, no vamos a hacer funcionar el sistema simplemente por medio del consumo. Esto se conseguirá con la fuerza que poseen las empresas de distribución. Ellas son el instrumento mediante el cual los reguladores influenciarán el futuro de la industria y, consecuentemente, su rol por algún tiempo en el futuro será no solamente el de un negocio de cables sino también el de un mercader de la energía. Dependiendo de la forma en que estructuremos las relaciones comerciales en las distintas áreas, en las áreas de control, su futuro continuará siendo muy importante. Por ejemplo, es probable que se les requiera que liciten sus demandas en el «pool». Siempre que se les exija a los compradores licitar sus demandas y no puedan delegar esa función en el operador independiente del sistema, hay mucha habilidad involucrada en la licitación de las demandas y la empresa de distribución será el «transportador» de dichos conocimientos para los pequeños usuarios por mucho tiempo. No veo nada en el horizonte que reduzca a un asunto de rutina mundana el negocio de la distribución en la reestructuración de la industria de la electricidad en los Estados Unidos, por al menos por una década más. Si tenemos suerte y logramos llevar a cabo este proceso de transición, le brindaremos a los clientes la opción de comprar directamente y crearemos un sistema de comercialización dentro de las áreas de control que minimice la dificultad de los compradores para realizar transacciones en forma directa. En ese caso, puedo visualizar la evolución de la empresa

de distribución hasta volverse un negocio de cables y transformadores y, en ese punto, convertirse en una reserva estable «de viudas y huérfanos» y en una parte poco emocionante del negocio. Aunque creo que estamos lejos de ello. Tampoco creo que la función de comercialización y el negocio de cables serán regulados por separado en un futuro cercano. Diría que con 50 estados vamos a ver una gran variedad en cuanto a la regulación. Ellos serán -como ya he dicho- el instrumento principal de los reguladores de los estados para influenciar la industria de la electricidad y supongo que, mientras haya una tendencia hacia la división en términos de precios y hacia una división real en términos de servicios a los clientes que quieran comprar directamente, habrá mucho servicio integrado por bastante tiempo para los clientes pequeños dentro de la empresa de servicios públicos en el rubro de la electricidad. Una vez más, mucho de ello dependerá de la forma en que la sociedad elija organizar la comercialización en las áreas de control. Si al cliente se le va a requerir firmar contratos a bastante largo plazo con los generadores para predecir el uso y los tiempos de uso, no vamos a tener muchos clientes que se aparten de su empresa de distribución aún si permitimos a los agregados brindar algunos de esos servicios. Considero que será una transición larga. Por otro lado, si vamos hacia un modelo que permita al cliente individual indicar a un operador del sistema independiente cuáles serán sus demandas para que pueda comprar directamente de un mercado «spot», donde el pronóstico no tenga consecuencia alguna, entonces quizás veamos a la empresa de distribución convertirse más rápidamente en un negocio de cables. De todos modos, los cambios no están exentos de dificultades como lo ejemplifica el caso del gas. Hace poco más de diez años que la Comisión Federal de Regulación de la Energía inició la mayor reestructuración de la industria del gas natural en los Estados Unidos. Una reestructuración que permitió a los clientes comprar el gas directamente de los productores o de los comercializadores de gas que ellos eligieran. No obstante el tiempo transcurrido, la empresa de distribución de gas no es todavía solamente un negocio de cañerías y no va a serlo por varios años más. Esto es en parte, porque muchos clientes se oponen vigorosamente a estos cambios. En California una de las propuestas más firmes que se opone a la reestructuración de la industria de la electricidad es un grupo de consumo muy grande que representa a clientes residenciales”.

John Henrick Sagen inició su intervención haciendo un comentario respecto de si la empresa de distribución habrá de mantenerse como hasta el día hoy:

“...Considero que quizás hay una cierta dinámica como consecuencia de que se está abriendo el mercado mayorista a la competencia y se está abriendo la competencia para los grandes clientes. De alguna forma creo que las expectativas de los otros clientes de participar en esta competencia se incrementará y esto presiona en cierta forma al sistema. En Noruega donde -a nuestro modo- hemos desintegrado la industria, donde también hemos separado el suministro y la distribución, y donde el suministro es competitivo dada la presencia de 200 pequeñas empresas de distribución, hubo presión por parte de los clientes para que se funcione de esta manera. De manera que, dada una cierta dinámica quizás no lleve tanto tiempo para producir las transformaciones mencionadas por el Sr. Stalon. Por otro lado, nuestra preocupación actual es la regulación de las 200 empresas públicas de distribución como negocios de cables, conexiones y transformadores. Hay campo para introducir nuevas normas

y procedimientos para la comercialización porque este negocio de la electricidad no es lo mismo que vender dentífrico. Con el negocio de los cables y transformadores adoptamos lo que llamamos recuperación de costos o regulación sin costos. Ha sido y es aún un poco difícil actuar sobre estas 200 empresas en forma independiente. Se ha actuado sobre algunas con el objeto de mantener bajos los costos. Este período de transición introdujo la necesidad de basar los precios en costos históricos. Se suponía que los costos de los cables no se incrementarían por la introducción de algunos mecanismos nuevos o nuevas formas de calcular los costos. Por ende, hemos intentado tener un control sobre las empresas de distribución. La presión proviene de los clientes que quieren un mayor control que conduzca a la eficiencia. No obstante, creo que somos un poco renuentes y que intentaremos introducir algún tipo de regulación de incentivos. Quizás involucre la autorización para que las empresas de servicios públicos puedan elegir su contrato a voluntad si son eficientes y tal vez incorporemos algún tipo de participación en las ganancias a fin de que los más eficientes se vean recompensados”.

Jordi Dolader, Vicepresidente de la empresa distribuidora argentina EDENOR, manifestó que no se puede hablar de un modelo eléctrico en el vacío y, por tanto, tampoco de su regulación en el vacío:

“...A partir de 1992 y como resultado de la desintegración y la privatización del sector aparecen el mercado de generación -que es competitivo-, el mercado de transporte -en manos de una empresa a nivel nacional y monopolístico por definición, aunque a nivel provincial existen otras más pequeñas-, y el de la distribución -monopólico en cada ámbito territorial- que incluye la responsabilidad de las líneas, transformadores, etc... y también la comercialización. Este es el modelo institucionalizado en el año 1992 de la mano del recién creado mercado eléctrico mayorista. Tres años después, existen claras mejoras. Las empresas comenzaron operando con muy bajos estándares, por ejemplo, la nuestra en particular tenía un 30% de pérdidas, reconocido en tarifas, y hoy en día es de sólo el 10%. Esto se relaciona con las señales que recibe el operador, el propietario para incentivar su eficiencia. Por ejemplo, las penalidades ligadas a las tarifas al no cumplir ciertos requisitos de calidad. En cuanto a los precios, como resultado del funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, estos han bajado un 25%. Evidentemente, desde el punto de vista de un distribuidor esto es una buena noticia. Si le preguntamos a los generadores a lo mejor no lo ven así, pero creo que para el distribuidor que está más cerca de los clientes esto es una buena noticia. El cliente domiciliario medio ha recibido aproximadamente la mitad de este descenso de precios en el mercado mayorista pues sus tarifas se redujeron un 12%, o si se quiere, un 4% acumulativo por año. ¿Qué pasó, mientras tanto, con nuestros costos de distribución? A modo de respuesta deseo mencionar que las pérdidas descendieron un 14%. Piénsese que iniciamos la concesión perdiendo mucho dinero durante los primeros meses y logramos alcanzar el equilibrio en el presupuesto pasado. Diría entonces que las señales de este modelo funcionan. Pero...¿cuánto tiempo? Los ciclos de revisión son de cinco años, excepto el primer período, que dada la situación inicial, fue establecido por el poder político concedente en diez años. Creo que esta también fue una buena decisión. Ahora bien, no se puede hablar de precios y tarifas sin hablar de calidad. En el modelo eléctrico argentino se definió un

nivel de tarifas pero también un nivel de calidades. Su no cumplimiento implica la aplicación de penalidades que constituyen bonificaciones sobre las facturas de los clientes. También este es un buen aliciente porque, por ejemplo, logramos dividir por tres la frecuencia de las interrupciones y dividir prácticamente por dos los tiempos medios de interrupción. No olvidemos que la empresa distribuidora tiene la obligación de dar un producto integrado al cliente. Esto significa que tiene que transferir a los clientes toda la calidad que recoge aguas arriba. Esto se inicia con la calidad que se produce en el mercado eléctrico mayorista, la que aporta la red de transporte, y la que inyecta la propia actividad de distribución y hasta si se quiere la calidad de la atención comercial o telefónica. El cliente percibe la suma de todas estas calidades y el distribuidor es la pieza clave de este sistema. ¿Quiénes son los clientes? ¿Son todos iguales? No. Aquí cabe definir dos grandes mercados, el mercado libre, por un lado, y el mercado regulado, por el otro. El mercado libre -que se ha ido abriendo paulatinamente- representa aproximadamente el 25% del mercado. Quiere decir que el 25% de la energía transada por nuestros grandes clientes es comprada directamente a los generadores. El límite en este momento es 100 kilovatios, en media tensión. Si el mercado fuese abierto un poco más, a 100 kilovatios en baja tensión, este 25% podría convertirse en un 40%. En ese caso, la empresa distribuidora sólo sería responsable del abastecimiento del 60% de su mercado pero no la comercialización. La función de distribución es permanente e implica continuidad en el servicio, y calidad en la atención y en el producto. ¿Tiene sentido que la empresa distribuidora comercialice en el segmento libre? Este es un tema muy sensible y nos preocupa las interpretaciones que puede haber en este sentido. Si partimos de que el distribuidor es el comercializador natural en su área de concesión, y conoce y atiende a sus clientes...¿por qué no puede ser un buen asesor respecto del mejor uso de la energía? ¿Por qué no se puede hablar de calidad integral con él? No estoy queriendo decir con esto que deba tener una posición dominante y que no compita con los otros posibles oferentes. Lo que digo es que tenga igualdad de condiciones y “open access” para, en cierta manera, poder ofrecer su alternativa”.

Claudio Guidi, integrante de los equipos técnicos del ENRE, hizo hincapié en la relación que tienen la calidad del servicio y la tarifa en el modelo de regulación argentino.

“...En el modelo que nosotros hemos implementado y que tenemos la responsabilidad de controlar, las empresas deben cumplir con los parámetros exigidos de calidad del servicio y las tarifas que perciben por sus servicios están asociadas a su performance en materia de calidad. Como resultado de las mediciones de calidad de servicio realizadas al cabo del primer año y medio de operación de las empresas distribuidoras privadas, el ENRE aplicó penalidades que rondaron los us\$15 millones. Sin duda, ello tuvo mucho que ver con la baja de las indisponibilidades y la sustancial mejora en la calidad del servicio. La estructura de la tarifa que se aplica al usuario final resulta de tomar el precio del mercado mayorista multiplicado por un factor y un costo de distribución. Este el costo de distribución que se actualizará la primera vez a los diez años y luego cada cinco años. Los precios en el mercado mayorista tienen revisiones trimestrales y siguen la evolución del precio en el mercado “spot” de acuerdo con las previsiones que se efectúen a futuro. También se incorpora en forma semestral una actualización de los costos de distribución por un índice combinado

de precios de los Estados Unidos. Desde la fecha de toma de posesión de las empresas distribuidoras que fueron concesionadas por el Poder Ejecutivo Nacional y que son EDENOR, EDESUR, y EDELAP, hasta hoy, la tarifa para usuarios mayores de 50 kilovatios tuvo una disminución bastante importante y las otras tarifas, la tarifa media general, por ejemplo, se mantuvo más o menos constante. Por su parte, la tarifa para usuarios doméstico/residenciales -que había tenido en sus inicios un subsidio ya previsto del 30%- fue disminuyendo este valor en forma semestral hasta llegar al valor normal. Esta tarifa estaba asociada con una calidad de servicio medida en términos de tiempo total de interrupción por transformador y frecuencia media de interrupción por transformador. En ambos parámetros hubo una disminución importantísima, de manera que la señal que se envió a los distribuidores fue recibida y logró que la calidad del servicio al usuario experimentara una mejora. Otro aspecto destacado es el de la disminución de las pérdidas reconocidas en el contrato de concesión. Las que pasan a tarifas tienen un valor que depende de los niveles de tensión, pero aproximadamente van del 12.8% para los niveles de baja hasta el 4% para el nivel de alta. Respecto de la medición de la calidad del servicio, el contrato de concesión previó una Etapa Preliminar de un año desde la fecha de toma de posesión, una Etapa 1 en la cual se hacen controles globales y se aplican sanciones a las empresas en función de la brecha respecto de los parámetros globales establecidos, y una Etapa 2 que comenzará el 1° de septiembre de 1996 y en la que se avanzará a un control de la calidad del servicio a nivel de usuarios. Es decir, que cada usuario va a tener una especie de “constancia notarial” de su nivel de calidad de servicio y recibirá una bonificación proporcional a la brecha que se registre entre la calidad esperada y la observada. Es importante destacar que el nivel de exigencia sube en cada etapa. En la Etapa 1, la energía no suministrada fue valorizada en us\$1 por cada kilovatio. En la Etapa 2 cada kilovatio no suministrado valdrá entre us\$2 y us\$2,70 dependiendo del tipo de usuario. Se controlarán todas las interrupciones sobre la totalidad de la red y se generarán indicadores por usuario. Los límites admisibles dependerán de las características del usuario, en función a cuál es su nivel de suministro. Para los usuarios en alta tensión serán admisibles tres interrupciones por semestre, para los de media tensión se tolerarán cuatro interrupciones, y para los de baja tensión se permitirán hasta seis interrupciones. Por su parte, los tiempos de cada una de las interrupciones podrán variar entre dos y diez horas dependiendo también del nivel de tensión”.

Geoff Swier se refirió a la asimetría en la información y los problemas que crea para los reguladores, y al funcionamiento del mercado minorista con un acceso abierto regulado y con plena competencia.

“...Hemos estado tratando la posición estratégica a mediano y largo plazo de las empresas de distribución dentro del contexto del proceso de privatización, y también nos hemos referido a algunas de las investigaciones bastante interesantes que se han realizado en Gran Bretaña y hemos visto qué es en realidad el mercado minorista. El mercado minorista comprende básicamente dos componentes: uno es un gran negocio de gestión de la información y el otro es la provisión del servicio en sí mismo. El componente de información es intensivo en tecnología y, en alguna forma, tiene más en común con los bancos que con

cualquier otra industria pues está procesando grandes volúmenes de transacciones con un valor relativamente pequeño. Esto nos lleva a considerar las economías de escala y el alcance de la tecnología de la información, y también a conjeturar si el futuro del negocio de distribución de electricidad será parecido al de la industria bancaria, donde se ven muchas fusiones y consolidaciones debido a que se necesita el tamaño suficiente para poder invertir y lograr una tecnología de la información a una escala eficiente. De acuerdo con un estudio realizado en Gran Bretaña para una de las empresas regionales de electricidad, era necesario tener el 20% del mercado minorista de Gran Bretaña para lograr el punto de costo mínimo. Por supuesto que ninguna de las empresas existentes está cerca de lograr ese nivel de participación en el mercado. Al aplicar este tipo de lógica al caso de Australia, diría que probablemente hay lugar para dos o tres minoristas. Algo que no se ha mencionado aún, pero que también surge de la experiencia británica, es que el mercado minorista es un negocio con un margen muy pequeño. La experiencia que tenemos hasta el momento en cuanto a la desregulación para los clientes del nivel de 1 kilovatio -que, en Victoria, son alrededor de 400- es que los márgenes logrados por las empresas de distribución son de alrededor de un 1%. En realidad, no es especialmente una posición emocionante para una empresa desde ese punto de vista y considero que las perspectivas a largo plazo, la combinación del margen muy pequeño en este negocio y las economías de escala en las que se necesita ser eficiente para procesar estos valores muy bajos de las transacciones, los conducirán por el camino de quedarse en el mercado minorista pero de agrandarse a fin de poder competir, o bien de salir del mismo y sólo ser una empresa de cables. Otra tendencia que se puede observar es pensar el marketing. Se mencionó aquí que las empresas de distribución conocen a los clientes de su área y eso es cierto. Con relación a este aspecto creo que en los Estados Unidos, Gran Bretaña y algunos otros lugares, los minoristas se concentrarán en segmentos específicos de clientes. Quizás veremos minoristas que sólo permanecerán en el negocio si pueden tener un 80% de todo el suministro a hoteles, a ciertas fábricas o usinas siderúrgicas. Se convertirán en expertos en entender en detalle cómo utiliza la electricidad un tipo particular de usuario y tendrán que ser buenos en eso no sólo a lo ancho y largo de un país sino quizás de varios países. El otro tema que considero muy interesante es el de la asimetría de la información. Creo que todos somos muy conscientes de esto pues hemos estado negociando con las empresas de distribución el valor de sus factores «x». Sabemos de todos los juegos que realizan las empresas en términos de cómo manejan la información. Todo esto nos tiene que llevar a pensar en mejores técnicas para extraer mayor información, para que el Regulador pueda realizar mejor su tarea y encontrar un mejor equilibrio entre el cliente y la empresa. Aunque no conozco todos los detalles, creo que sería interesante considerar algunos de los ejemplos del sector de telecomunicaciones en los Estados Unidos donde hay varias opciones, que incluyen tres combinaciones de factores «x» y topes sobre las ganancias, y que permiten que la empresa elija dependiendo de su perfil de riesgo y de la información que maneje. Esto revelará mayor información al regulador a través del tiempo, especialmente cuando se está regulando una gran cantidad de empresas y ayudará a que logren un mejor equilibrio”.

David Newbery ofreció algunas reflexiones respecto de las críticas al mecanismo de regulación británico y a las tendencias que podrían dar forma a la actividad de la distribución en el futuro.

“...Respecto de la incertidumbre al momento de la privatización creo que las empresas de obras sanitarias han estado en una posición muy similar, en el sentido de que debían realizar grandes inversiones en cañerías que son subterráneas y que nadie sabía el estado en que se encontraban. Como el regulador también tiene los mismos problemas de asimetría en la información se adoptó la solución -y creo que esto también es así en la electricidad- de fijar los precios en base a «yardstick competition». Considero que cuando se tienen doce empresas regionales de distribución de electricidad, este procedimiento resulta realista. Respecto de la ola de fusiones, quizás esté reflejando los términos demasiado generosos de la regulación, pero sospecho que se verán mejoras considerables en la productividad a juzgar por el impacto de la primera fusión en el empleo en Eastern Electric. Por ende, también hay beneficios del «boom» de las absorciones. Considero que el otro punto a señalar es que los topes de precios se han visto guiados por lo que el regulador piensa es una tasa de retorno razonable sobre los activos. En Gran Bretaña pienso que hay una creencia acerca de que la tasa de retorno debiera ser bastante elevada y esta creencia ha sido impulsada por los consultores que han asesorado a las empresas para presentar el caso ante el Regulador. Pienso que las absorciones norteamericanas confirman que las tasas de retorno son bastante elevadas y la gente está dispuesta a ofrecer precios más elevados y bajar las tasas de retorno. Si utilizamos la información de la bolsa de valores considero que podemos mejorar los topes de precios en el futuro para que haya suficiente campo para mejorar el sistema de regulación, sin abandonarlo por otra alternativa no probada, pese a que hasta la fecha ha resultado bastante pobre la experiencia de establecer mecanismos de tipo “price cap” en el campo de la electricidad”.

Según Luis Alberto Haro Zabaleta, el sistema aplicado en el Perú es, con algunas pequeñas diferencias, muy parecido al sistema argentino.

“...Nuestro sistema reconoce básicamente el costo de inversión, más los costos estándares de operación y mantenimiento por la red de distribución. Es un costo que se adiciona a los costos de generación y transmisión para llegar al consumidor final. La regulación de tarifas, que hace la Comisión de Tarifas, establece la libre elección de lo que denominamos opciones tarifarias por el usuario, de acuerdo con su característica de consumo. Esta es una señal pues como tenemos precios diferenciados para las horas de punta, diferentes de los precios en otras horas, el usuario, haciendo un cambio de su modo de consumir la energía puede rebajar su tarifa y obligar a que la empresa de distribución también sea más eficiente. Por otro lado, en cuanto a normas de calidad, las establecemos básicamente a través del Ente Regulador, la Dirección General de Electricidad, en dos áreas básicas: una se refiere a la calidad del suministro en términos de regulación de tensión, confiabilidad, el pago de costos de racionamiento, y la otra se refiere a las normas de calidad que toman en consideración la seguridad de las instalaciones. El sistema tarifario reconoce los costos que denominamos estándares que, dependiendo de la concesión de distribución de que se trate, están entre el 8 y el 10%. Las pérdidas reales en el sistema están en el orden del 25% y se estableció un tiempo para llegar a las pérdidas estándares de 8 a 10% que dura doce años, dividido en periodos de cuatro años. En el primer periodo, la diferencia entre las pérdidas reales y las pérdidas estándares debe ser rebajada en 50%. Eso significa que las ganancias de

la empresa distribuidora crecerán al ritmo en que se reduzcan sus pérdidas. En el transcurso de los cuatro años y al aumentar la densidad de consumo, el costo por kilovatio para el cliente se va reduciendo. Debe señalarse que nuestro sistema permite la competencia en el suministro. Tenemos los llamados clientes libres y los clientes regulados. Los clientes libres son aquellos con una máxima demanda anual mayor de un megavatio. Las empresas distribuidoras compiten con las empresas generadoras para captar a estos clientes libres. El suministro del resto de los clientes se halla regulado”.

Para Luis Rodríguez Romero el negocio de la distribución en España tiene que analizarse en el marco de las nuevas disposiciones que regulan la actividad eléctrica.

“...La Ley N°40 de ordenación del sistema eléctrico dispuso, a fines de 1994, la separación de las actividades de generación, distribución y transporte y dio un plazo en el cual las compañías tienen que proceder a la aceleración de actividades, de manera que dispongamos de una concentración de compañías, entendida esta concentración como las empresas que en este momento están ofreciendo esa generación de energía. Por otra parte, tendremos unas compañías distribuidoras que lleven ese suministro hasta el cliente final. Prevé también la disposición que el transporte sea realizado por una compañía distinta y, por último, prevé la aparición de las comercializadoras, una actividad distinta del suministro que introducirá una forma de competencia entre las distribuidoras. Sin embargo, esta disposición está todavía en la fase de reglamentación y estamos iniciando diversos estudios acerca de las formas de retribuir la distribución, de manera que recoja mejor la singularidad de los distintos mercados a los que se enfrentan las compañías distribuidoras. Hasta la fecha, los sistemas de remuneración son parecidos en cierto modo al esquema expuesto por el representante de Perú e incluso por el de la Argentina también, en el sentido de que recogen los costos fijos -incluyendo operación y mantenimiento- aunque es verdad que este reconocimiento de costos fijos para las tensiones más bajas se hace en función de la variable explicativa de la energía suministrada. Es intención de la Comisión Reguladora el añadir nuevas u otras variables explicativas que mejor representen el fenómeno de la distribución, enfrentándose a la distinta orografía o dispersión de los mercados y que incluya algunos incentivos que hoy día todavía no están introducidos de la manera más eficiente: me refiero a la calidad de suministro y a otro incentivo que desde el papel de regulador se pretende hacer jugar, que es el de la gestión de la demanda. Esta retribución, esta remuneración, tendrá una revisión posteriormente con carácter anual basada en un mecanismo de “price cap”. El valor de “x” y el período de tiempo entre revisiones están todavía por ser establecidos por la Comisión. Estas cuestiones están todavía en fase de estudio y, en los próximos meses, se darán instrucciones desde la Comisión acerca de las modificaciones por introducir en el marco regulatorio para la retribución de las empresas distribuidoras”.

Bo Lyndörn reiteró la peculiaridad del caso sueco:

“...En realidad no tenemos un sector especial de distribución. Los distribuidores son los mismos transportadores. Tenemos las mismas normas para el sistema de transporte dondequiera que uno esté en los diferentes niveles de la red. Pero sí quiero señalar el tema

de la calidad puesto que, en el sistema sueco, no podemos referirnos a un precio razonable sin tener en cuenta la calidad del servicio técnico al que se hace referencia. En este sentido, además de la exigencia básica del nivel de calidad en general, también se tiene en cuenta al tener que evaluar cuál será el precio razonable de los servicios de transmisión, qué tipo de calidad técnica le brindará a las distintas redes en términos de frecuencia de alteración en los sistema de entrega y, por supuesto, si hay un alto grado de interrupciones. Además de este tipo de evaluación, cuando consideramos las tarifas también publicamos diferentes tipos de «benchmarks» para producir una mayor toma de conciencia sobre estos temas y crear transparencia dentro de la industria. Consideramos que de este modo los clientes estarán en mejores condiciones de debatir con las empresas de transmisión o quizás elijan recurrir a la autoridad de la red y quejarse. A partir de esto luego se determinará si el precio es o no razonable”.

Luis Ignacio Betancur Escobar señaló que las distribuidoras constituyen el mayor cuello de botella del sector eléctrico de Colombia.

“...Esto es así porque las empresas se mantienen en manos del Estado. No por razones legales, puesto que podrían ser vendidas o podrían ser reemplazadas por el sistema de libre entrada al negocio de distribución y al negocio de comercialización. El tema son los subsidios que hoy existen por los que, en promedio, los usuarios residenciales están pagando sólo el 55% del costo que hemos calculado en la Comisión de Regulación, que sería el costo de referencia para los distintos mercados. De tal manera que hay un reto, llamémoslo de carácter político y social, que no es fácil para los gobiernos enfrentar sobre todo en Bogotá y Medellín que conforman el 40% del mercado nacional. Para cubrir esa diferencia entre el costo y lo que se está pagando habría que, prácticamente, duplicar las tarifas. Tenemos una dificultad a mediano plazo que trae tres consecuencias. La primera es que va a ser muy difícil que las empresas sean sustituidas por otras porque nadie va a entrar del sector privado a un mercado cuyas tarifas no estén, por lo menos, cercanas al costo. La segunda razón es que, aunque nosotros también tenemos el mecanismo de licencias o de contratos que han expuesto aquí los representantes de varios países, existe cierto escepticismo en cuanto al cumplimiento de contratos firmados entre empresas estatales. Esto ya se ensayó durante diez años y no funcionó porque la empresa estatal sabe que, a la postre, no está en juego su desaparición. El tercer efecto, desde luego es un efecto que autoalimenta la ineficiencia, porque esas mismas empresas no tienen recursos suficientes para poder invertir. Por último, tenemos pérdidas del nivel de la Argentina y del Perú, que uno podría esperar que bajasen si la actividad tuviese los incentivos propios del sector privado”.

Andrés Alonso Rivas explicó que, en Chile, la empresa de distribución calcula las remuneraciones que debe recibir a partir de reflejar los costos de capital y operación y mantenimiento de una empresa operando en forma eficiente.

“...Lo que hay que destacar es que la misma tarifa, o valor agregado como le llamamos nosotros a la remuneración que recibe la empresa de distribución, se le aplica a todas las empresas del país independiente del tamaño de cada una de ellas. Es también necesario

destacar que las fijaciones de tarifas de las empresas de distribución se realizan cada cuatro años. Justamente el próximo año le toca a la Comisión Nacional de Energía fijar las tarifas de las empresas de distribución pero, entre una fijación y otra, se incorpora un porcentaje de reducción de la tarifa que refleje la eficiencia que va adquiriendo la empresa de distribución. Este esquema de tarificación en Chile se viene aplicando desde el año 1982 y hemos comprobado que el esquema efectivamente incentiva la reducción de costos, porque la reducción de costos de los valores agregados de distribución desde el año 1988 hasta 1992, fue más o menos importante. Con respecto a las pérdidas de las empresas de distribución, podríamos mencionar el caso de la empresa de distribución más grande del país que es Chilectra, la distribuidora de energía eléctrica de la ciudad de Santiago, que las redujo de un 23% a un 9% aproximadamente”.

Preguntas seleccionadas.

-La mayor parte de las críticas al mecanismo de «price cap» han sido dirigidas contra el componente «x». Quizás el problema se presentó a partir del hecho que el precio base de la distribución no representaba el costo eficiente de la distribución. ¿De qué modo se define el precio base?

Según Alex Henney:

“...Dividir el valor de la industria entre distribución, transmisión y generación fue una parte muy complicada de un paquete financiero total y se necesitaría bastante tiempo para explicar de qué manera se hizo. El problema no fue tanto el nivel en que se establecieron los precios de distribución sino el hecho de que el gobierno fijara un componente «x» muy débil. Como dije, no fijó “ r_{pi-x} ” sino « r_{pi+k} ». De todos modos, se puede decir que nuestro interrogante sobre el nivel base es totalmente cierto para la transmisión. El costo de la transmisión en Inglaterra y Gales es tres veces más que en Suecia. Si se observan las finanzas del «National Grid Company» y se comparan con Svenster Kraftnet, se observa que las ganancias sobre el capital empleado por “National Grid Company” antes de los impuestos y de los intereses es un 35%, mientras que el de Svenster Kraftnet es de alrededor de un 11%. El «National Grid Company» fue creada por el gobierno como una máquina de dinero para elevar el valor de lo obtenido de las ventas de la emisión”.

-Con tarifas reguladas e impedimentos a los subsidios cruzados... ¿cómo la empresa de distribución puede retener los grandes usuarios que quieren ir al mercado libre?

Alex Henney respondió que:

“...Hay toda una reflexión alrededor de la ventaja competitiva del distribuidor frente al comercializador en su función de comercialización. Es decir, primero el distribuidor, en su mercado regulado al que se le puede adicionar parte del mercado libre, pasa a tener una gran potencia de compra. Luego a un generador le interesará mucho más cerrar un gran

contrato, asegurarlo por un tiempo, garantizar el cobro, y no atomizar su venta a una legión de grandes usuarios y no tan grandes. En segundo lugar, el distribuidor además del servicio físico, puede agregar otros servicios, tales como, asesoramiento energético sobre productos y aplicación, y ser un solo interlocutor que brinda una sola póliza y un sólo abono, y no dos. En fin, entendemos que el distribuidor no tanto para no competir sino para ofrecer un servicio agregado es también un excelente referente para la función de comercialización”.

Competencia y regulación en el mercado de la generación

El moderador del Tercer Panel, Bernardo Bronstein, abrió las deliberaciones refiriéndose al impacto de la actividad de las empresas privadas y al papel específico de la regulación en el mercado de la generación. Recordó que:

“...En el año 1989, ya retirado de la actividad, fui invitado por el nuevo gobierno a colaborar con la Secretaría de Energía en el «revamping» de las unidades de generación que registraban un alarmante coeficiente de indisponibilidad. En aquel momento, había una central que tenía cinco unidades de 120.000 kilovatios y que estaban en un estado deplorable. Recuerdo que se disponía de un crédito que cubría las dos terceras partes del costo de este «revamping», que era bastante factible conseguir el tercio restante, y que no se estaba lejos de contar con los técnicos y el «know-how» necesarios para efectuar las contrataciones para el proyecto. No obstante, al cabo de un año y medio no se pudo hacer nada. Más tarde sobrevino la privatización y, en poco tiempo más, los privados que compraron esa central la mejoraron notablemente. Sin realizar enormes inversiones revirtieron la situación y esas mismas máquinas comenzaron a registrar un coeficiente de disponibilidad realmente aceptable. Entonces, si estaban las máquinas, el dinero, los técnicos y se conocía la tecnología... ¿Por qué no se pudo hacer eso mismo antes? Creo que a lo largo de muchas décadas el Estado fue inventando una traba para la acción de los ejecutivos de sus empresas de tal naturaleza que, aunque tuviera los técnicos, la parte de sus fondos propios y los fondos de los préstamos, no podía comprar los elementos porque la maraña administrativa era tan grande que cuando alguien tomaba la decisión de comprar la “Junta para tal caño» siempre había un abogado que le decía «usted no lo puede comprar hasta que no haga tal otra cosa previamente». Cito este hecho real, que efectivamente sucedió y al que he dado forma de anécdota, para decir que este cambio pudo producirse como resultado de la nueva cultura que comenzó a introducirse en el sector eléctrico a partir de la privatización. Diría entonces que en este segmento en el que la misma inercia de la actividad de los participantes conduce a brindar el servicio, la tarea de la regulación consiste en impedir que algún obstáculo afecte la competencia. Esta competencia en la generación tiene un pariente cercano, que es la transmisión y que le impone ciertas limitaciones. Basta pensar simplemente en las restricciones que podrían ser impuestas a un generador que entró en el negocio, en

determinados momentos, por un problema no exclusivamente de exceso de carga sino de problemas oscilatorios entre generadores separados a 2.000 kilómetros de distancia. Estas limitaciones sólo se pueden paliar y atenuar con nuevas inversiones y nuevas líneas, y cuestiones tales como quiénes deben tomar esas decisiones, quiénes deben ejecutar esas inversiones y cómo se financian, han sido mencionadas por casi todos los participantes como un problema a resolver. Es evidente, entonces, que debemos seguir trabajando en esto”.

Esquemas de despacho de carga, “pool” y remuneración a la energía.

A partir de la Ley de Ordenación, de diciembre de 1994, el sector eléctrico español se configuró con un sistema integrado y un sistema independiente. Según Alberto Carbajo:

“..En el sistema integrado las unidades están sometidas a ciertos criterios de recuperación de los costos establecidos por el regulador. Pero las nuevas centrales que pretendan entrar al sistema integrado tendrán que acceder por vía de concursos en ofertas competitivas, y su retribución estará vinculada a lo contenido en las ofertas. Esto permitirá conocer los valores de referencia de las energías procedentes de las nuevas plantas, y todas las energías del sistema integrado habrán de confluir en un «pool» para constituir el valor integrado de la energía. En ese «pool» estarán las energías procedentes de las centrales existentes y de las nuevas centrales. Esta energía será suministrada a las distribuidoras y en algunos casos podrán cederse energía al sistema independiente cuando sea dispuesto reglamentariamente. Una de las características que presenta el sistema integrado es que sobre el mismo confluyen cuatro conceptos. Hay una planificación conjunta de las instalaciones elaborada por el Ente Regulador y el Ministerio de Industria, y que se aprueba en el Congreso de los Diputados. Hay también una separación entre las actividades de generación, transporte y distribución y ello obliga, por lo tanto, a que toda la energía disfrute de las mismas características respecto a la diversificación de las fuentes. A que haya un concepto abarcador en materia de seguridad, y a que haya integración física y económica a efectos de la retribución de los diferentes agentes del sistema. Asimismo, habrá una explotación unificada y una tarifa única. La explotación unificada implica controlar el nivel de garantía del abastecimiento de electricidad y la explotación al mínimo costo, siempre y cuando se respeten las directrices de política energética fijadas por el Congreso de los Diputados. La gestión de la explotación unificada es realizada por una empresa estatal, es un servicio público y tiene por objeto la utilización conjunta de actividades de producción y transporte en el sistema eléctrico en el corto y en el largo plazo. Ahora bien...¿cómo se realiza el despacho de los grupos térmicos e hidráulico? El principio fundamental es la asignación o programación de la generación hora a hora de cada grupo térmico, con independencia de quien sea la empresa propietaria, mediante la autorización de una serie de modelos. Para combinar, dada la estructura de generación en España donde una parte importante es potencia hidráulica y otra parte es térmica, y más o menos otro tercio, en cuanto a energía, es nuclear, cabe señalar que hace falta realizar la previsión en distintos horizontes temporales para combinar la gestión de reservas con las aportaciones esperadas hidráulicas, teniendo en cuenta el valor esperado

de la energía hoy respecto a la sustitución de esta energía en el día de mañana. Por lo tanto, existen unos modelos hidrotérmicos que optimizan el cálculo de la energía sustituida y ordenan de alguna manera el despacho de centrales térmicas o centrales hidráulicas en función de la misma. Los criterios de optimización son los incentivos y los costos estándares preestablecidos. Existen incentivos al aborro por la propia existencia de los estándares. Hay también unos incentivos a la disponibilidad, lo que ha conducido a tener una de las disponibilidades más altas en el parque de generación. Después, dada la curva de carga del sistema y la diversidad de composición del parque de generación, se necesita flexibilidad en nuestras plantas y ello ha hecho que el regulador incorpore incentivos en los sistemas retributivos para que, por ejemplo, las plantas hidráulicas realicen operaciones de bombeo; hay también incentivos al mínimo térmico de manera que al fomentar su reducción se acople mejor a la modulación de la carga. Evidentemente, el despacho se hace por costos marginales y el cálculo del costo marginal se hace en función de la curva del precio del combustible y de la curva del consumo marginal del calor. Este consumo marginal se deriva de la curva de calor de ensayos previamente establecidos por el propio regulador. Se tienen en cuenta, obviamente, habilitaciones técnicas de capacidad en líneas y las limitaciones de seguridad de la explotación. Se considera también para los criterios, los costos de arranque y parada de las centrales, los costos incrementales de las pérdidas de la red y todo ello configura de alguna manera el despacho hora a hora de cada central. Previamente a todo esto, existen unos modelos hidrotérmicos que -con un año vista y luego a una semana, luego día a día- tienen en cuenta la valoración del agua sustituida o previsiblemente sustituida en función de las aportaciones previstas y la gestión de embalses. Al amparo de la nueva ley este año surgió una novedad: dentro del cálculo del costo marginal de las plantas térmicas las empresas pueden ofertar los costos variables. Dentro de los costos variables, tanto el combustible, como operación y mantenimiento, pueden de alguna manera alterar el «merit order» o la prelación de funcionamiento de las centrales, al variar fundamentalmente la posición de cada una de ellas frente al resto. El objetivo de las ofertas es crear más posibilidades de abastecimiento seguras, racionalizando explotaciones de carbón que están suministrando en este momento una buena parte del combustible. Se espera que haya un ajuste más racional y con más grados de libertad en la explotación y, por lo tanto, que hay un costo de suministros sin producir un quebranto económico en las empresas eléctricas o mineras. Habrá dos plazos de ofertas en función de los tipos de combustibles. Si son combustibles sólidos se realizarán tres veces al año, una vez que ya se conozca más o menos una previsión más ajustada de la demanda, la prohibición de hidráulicidad y la disponibilidad de las centrales. En cambio, en las centrales de combustibles líquidos y gaseosos, se realizará semanalmente con dependencia de las condiciones de la explotación. Las condiciones generales de las ofertas deben responder a los principios contenidos en la ley. Tendrán que ser objetivas, transparentes y no discriminatorias, y se realizará la oferta de forma conjunta para todas las empresas. Esto no significa que las ofertas se presenten para toda la producción posible. Se pueden presentar por segmentos de producción a distintos precios y se obligará a que el combustible de la oferta seleccionada esté a disposición de la sociedad gestora de la explotación unificada un mes antes de su utilización. En los criterios, se tendrá en cuenta que, dada la valoración que los contenidos de azufre tienen en algunos carbones nacionales, no entren las ofertas más baratas porque implican más contenido de

azufre y porque, por la vía de la optimización económica de la explotación, se produciría una externalidad negativa por el impacto medioambiental de la combustión de esas ofertas. Por otra parte, se tendrán en cuenta los stocks de las centrales y las posibilidades de mayor asignación de funcionarios por parte de ellas. También se tendrán en cuenta los costos de operación y mantenimiento. Otro de los elementos competitivos que funcionan en el sistema español es la estructura de los costos de reconocimiento. Se basan en los costos estándares, pero en lo que se refiere a la generación, se considera la inversión en la central. La explotación del sistema se hace optimizando los costos variables, teniendo en cuenta los criterios de política energética dictados por el Plan Energético Nacional aprobado en el Congreso de los Diputados. El Plan prevé una gestión de recursos hidráulicos con principios de eficiencia técnica-económica y con adecuada coordinación hidrotérmica para la cobertura del sistema. También que las centrales nucleares funcionen según su disponibilidad y en forma compatible con los programas de revisión y de recarga previstos. Incluye además una utilización de los combustibles sólidos en régimen hiperanual, teniendo en cuenta el costo financiero de los stocks de carbón constituidos. En algunas centrales, dado el contenido en azufre del carbón, es preciso mezclarlo con carbón importado para evitar impactos medioambientales. El despacho será en orden creciente por los costes marginales, y aquí es donde se ha introducido el elemento que he comentado antes de las ofertas libres de combustibles fósiles. Los precios de los combustibles tendrán en cuenta los valores estándares de los consumos específicos, los costos variables de operación y mantenimiento y la minimización económica de las pérdidas de transporte. Los intercambios internacionales se harán respetando las condiciones contractuales y los términos de las ofertas de «bien plair», pues se realizarán incluyendo los costos variables para la toma de decisiones respecto a la importación o no de estas energías. Estos son básicamente los factores claves de la regulación de la generación donde se pretende introducir la competencia a partir del sistema independiente y de los concursos de las nuevas capacidades”.

Colombia posee un sistema de 10.000 Megavatios de potencia y de 36.000 GWh aproximado de generación. El porcentaje hidráulico es del orden del 80% y, según explicó Luis Ignacio Betancur Escobar, esto hace que naturalmente el sistema sea muy vulnerable a las sequías.

“...En particular porque nuestras centrales hidráulicas no tienen una capacidad de embalse suficiente para contrarrestar lo impredecible del tiempo atmosférico. De allí que el mercado mayorista que comenzó a operar hace un año y medio, a través de contratos entre generadores y las empresas comercializadoras y distribuidoras, y entre generadores y los grandes usuarios que representan el 15% de la demanda total, haya sido complementado con el mecanismo de bolsa, de «pool» que comenzó a operar hace cuatro meses. El despacho se hace por mérito económico y hasta el momento no hay un cargo por capacidad. La Comisión está estudiando la conveniencia o no de hacerlo. Hay desde luego algunas ventajas, pero también hay desventajas en esto porque el despacho se hace sobre la base de mérito con relación a los costos variables. Los interesados de las plantas térmicas, particularmente en algunas zonas del país, han argumentado y a nuestro entender sin razón, que la forma como están organizados los costos para el mérito y para tener prioridad en el despacho está sesgada en contra de las plantas térmicas, plantas hoy en día prevalectivamente a gas. La

idea es llegar a tener, en todo caso, un sistema en donde -a pesar de que se estén firmando contratos de más de dos años de plazo- el despacho no tenga en cuenta los contratos para efectos del despacho como tal sino las reglas del mérito por costos. Eventualmente, ello tendría un alto riesgo de racionamiento en un sistema hidráulico. También está por decidirse si se asigna el mecanismo de costos para que, de todas maneras, en caso de racionamiento, los usuarios que valoren su energía puedan libremente pagar el precio de la energía a costo de racionamiento. De esta manera, se modificaría el mecanismo utilizado antes en los dos racionamientos severos que tuvimos en los últimos doce años. La idea sería asignar en vez de racionar a toda la industria como en el sistema centralizado anterior sin que ésta tuviera oportunidad o más bien necesidad de pagar un sobre costo y, por otro lado, sin dar la oportunidad o el incentivo de separar sus circuitos para únicamente ser racionado en aquellos esenciales a su actividad productiva. Lo que se busca -y repito que la Comisión aún no ha llegado a un acuerdo al respecto- es que, en caso de racionamiento, quienes valoren su energía, quienes quieran no ser desconectados, paguen un costo para llegar incluso a no ser desconectados nunca que a lo mejor podría llegar a ser el triple o cinco o diez veces más que el actual”.

Noruega, por su parte, tiene 99% de hidroelectricidad. Eso significa que hoy en día, así como anteriormente, el sistema se encuentra planificado como para que a veces entre en etapa de racionamiento. Y, según John Henrick Sagen, una de las grandes discusiones antes de la regulación tenía que ver con la conexión entre el «pool» y el despacho.

“...¿Quién se haría responsable de esto? ¿Habría de prevalecer uno sobre el otro? La industria de la electricidad entiende que el despacho debe prevalecer y que el «pool» debería estar al servicio del despacho. Pero creo que existe una conexión muy importante y una simbiosis entre el despacho y el «pool», pese a que funcionan por separado. Se intenta hacer funcionar bien el despacho y, al mismo tiempo, desarrollar el «pool» como un instrumento basado en las exigencias comerciales, económicas y competitivas del sistema. No obstante, se temió alguna vez que una conexión muy estrecha en el funcionamiento diario entre el «pool» y la responsabilidad del despacho podría poner demasiado énfasis en los aspectos más técnicos del despacho y limitar el desarrollo del aspecto comercial del «pool». Pero el «pool» se creó para que hubiera un cierto compromiso y como subsidiaria de la red de transmisión, que también era responsable del despacho. El desarrollo subsiguiente es que el personal del «pool» que estaba en la red se mudó de allí. Hoy sigue siendo una subsidiaria pero tiene personal propio que trabaja en forma independiente y este cambio de gente contribuyó muchísimo a desarrollar el aspecto comercial del «pool». El sistema de despacho es responsabilidad de la red y existen reglamentaciones para su control y seguridad. Entre ellas, las que establecen los usos regulados del sistema, el mercado de «día por adelantado» y el mercado regulado del «pool» como instrumento de despacho. En realidad, esto significa que la mayor parte del despacho la realiza este mercado pero aún existen responsabilidades para la red en cuanto a constatar que se cumpla el sistema de seguridad. Por ende, se trata de manejar esta simbiosis entre el «pool» y la seguridad del sistema, y la responsabilidad final por el despacho del sistema y el desarrollo independiente del «pool». Hasta la fecha, creo que esto ha funcionado”.

La Comisión Reguladora de Servicios Públicos del Estado de California se encuentra abocada en este momento a la reestructuración de la industria de los servicios eléctricos. Aunque limitado por la discreción que exige la situación, su Presidente, Daniel Fessler, describió los lineamientos generales en que estará basado el nuevo sistema y los parámetros generales del debate.

“...En términos generales, se intenta exponer a la generación a un mercado competitivo transparente. La generación dentro del servicio mediante un operador independiente de sistema que utilizaría los activos de la transmisión en el estado de California y, ojalá, más allá si podemos obtener una asociación voluntaria de transmisores en otros estados del oeste. Con indiferencia de la propiedad de esos activos, tendrá la única responsabilidad de intentar facilitar el movimiento de electricidad de los puntos de producción a los puntos de consumo en el estado de California. La razón por la cual se impulsa la reforma, es que las tarifas de la electricidad se encuentran aproximadamente un 50% por arriba del promedio nacional. Dada la reducción de la actividad económica debida a las restricciones que afectan al complejo industrial-militar, cualquier factor que contribuye a una falta de competitividad, merece la atención crítica del público. Por otra parte, California es parte de una infraestructura de transmisión elevada que tiene carácter regional, pero que es transnacional por naturaleza. California con sus 34 millones de habitantes es el mayor consumidor individual de electricidad en una región que abarca once estados del oeste de los Estados Unidos de Norteamérica, dos provincias canadienses, y dos -aunque pronto serán tres- estados mexicanos. Todos estos estados y provincias poseen equipo de generación, y son parte de un mercado que debería producir una presión sistémica hacia abajo en las tarifas de electricidad vigentes en nuestro estado. La reforma se propone comenzar con el desmantelamiento de las empresas públicas integradas verticalmente que incluyen la generación, transmisión y distribución. En primera instancia, se transferirá el dominio físico de todas las empresas de servicios públicos de California, incluso sus activos de transmisión de propiedad de los inversores o del estado, a un único operador independiente del sistema. Una vez en manos de una entidad que abarque todo el estado, la meta sería que este operador independiente del sistema realizara la función de transmisión y también la función de despacho ya que -al igual que los demás casos expuestos en este Seminario-California apunta a disciplinar un mercado competitivo de la generación mediante el uso de un «pool». ¿Cuál orden de mérito? Esencialmente despacho por orden de mérito de precio de las unidades de generación. Es importante recordar aquí que la reforma se propone abrir el «pool» de las unidades que se encuentran dentro del estado de California a licitación por parte de unidades de generación en cualquier parte dentro de la región de Norteamérica que incluye las dos provincias canadienses y los dos estados mexicanos. Esto será así, aún cuando quizás no haya reciprocidad para los propietarios de la generación en California, en cuanto a tener un acceso similar como para presentar sus sistemas a licitación para servir las cargas en otros estados o en jurisdicciones canadienses o mexicanas. Si se alcanza el éxito, el operador independiente del sistema tendrá un perfil muy similar al del caso de Noruega. La mayor parte del tiempo, en ausencia de una congestión en la red de transmisión, no existiría un conflicto entre permitir al operador del «pool» seleccionar las unidades de generación que serán despachadas sobre una base hora por hora, y luego hacer despachar dichas unidades de generación contra una capacidad de transmisión adecuada. En áreas

en que existen conflictos o limitaciones sobre el sistema, será necesario conceder al operador de transmisión el dominio final sobre los temas relacionados con el despacho. Al observar el equilibrio del monopolio que cumple la función de distribución, surge que continúa exhibiendo las cualidades de los monopolios locales y, por ende, estos servicios públicos - estén en manos públicas o privadas- comprarán sus necesidades de electricidad del «pool». Entre los mecanismos que se intenta diseñar para otorgar más capacidad de elección al cliente o, como se lo llama, acceso directo, hay una opción de tarifa en tiempo real para permitir a los clientes aprovechar el cambio de carga y empezar a tomar control sobre sus propias facturas individuales de electricidad. El tema del usufructo de los activos de transmisión se deja donde se encuentra ahora porque, a diferencia de muchos de ustedes que comienzan el proceso de nueva regulación a partir de la perspectiva de activos de propiedad del estado, California no puede darse el lujo de una posesión con plena participación de los activos que se busca cambiar en cuanto a su forma de utilización y, por ende, se debe trabajar con los conceptos locales de propiedad privada”.

Gustavo Devoto, miembro del staff del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) argentino, afirmó que el éxito del sistema está en buena medida condicionado a que las reglas de remuneración permitan que las inversiones ya realizadas tengan una rentabilidad razonable y, sobre todo, que se puedan atraer nuevas inversiones al sector de modo de satisfacer la demanda en el largo plazo.

“...Diría que este último objetivo es el mayor reto que existe ya que, por un lado está la obligación de la satisfacción de la demanda en el largo plazo y, por otro lado, está la cuestión de que esta satisfacción se haga a un precio razonable. En el mercado eléctrico mayorista argentino, las remuneraciones establecidas para la potencia tienden a suplementar la remuneración de la energía que sigue un criterio marginalista que apunta exclusivamente al corto plazo. Entonces, se tiene una remuneración de la potencia puesta a disposición, una remuneración de la potencia base en reserva para centrales turbo a vapor y nucleares, y una remuneración de la reserva fría para centrales turbo a gas o en ciclo combinado. También existe una remuneración por sobreprecio, por riesgo de falla y también existen remuneraciones a los servicios asociados de la potencia como, por ejemplo, los costos de arranque y parada. Todos estos conceptos tienden a conseguir una retribución adecuada a los generadores. A la luz de lo acontecido desde el año 1993 en adelante, si se tienen en cuenta las nuevas inversiones que se han producido en la región del Comahue con grupos turbo-gas instalados a boca de pozo, las centrales turbo-gas que se están instalando en las proximidades de El Bracho en el noroeste argentino y, más recientemente, las inversiones en la región metropolitana, las reglas de remuneración propuestas han resultado exitosas, al menos hasta el presente. Es muy importante no olvidar que los años 1993, 1994 y 1995 fueron años de elevada hidraulicidad y, en un sistema como el argentino, donde la participación de la generación hidroeléctrica es casi el 50%, ello ha sido un importante inductor a la baja de los precios. Además, al menos hasta el fin de siglo, se espera un incremento en la participación de la generación hidroeléctrica debido al ingreso de grupos provenientes de la central Yacyretá. Con relación a esto y a una pregunta del profesor Newbery respecto de las reglas de remuneración y las futuras inversiones en el sector

hidroeléctrico, creo que las centrales hidráulicas, frente a las centrales térmicas alternativas, presentan un mayor umbral de inversión y un prolongado tiempo de retorno. En consecuencia, en el actual panorama de precios de los combustibles en Argentina, en particular el caso del gas, es natural que estos proyectos no presenten indicadores de rentabilidad atractivos. Nadie ignora también que las centrales hidroeléctricas son obras de mayor complejidad tecnológica. Prácticamente cada obra es un prototipo, lo cual las pone en desventaja frente a las turbo-gas modernas que prácticamente se construyen casi en serie y con menores costos. Es posible imaginar que si las cosas siguen este rumbo, pronto se podrá encargar una turbina por catálogo y recibirla por correo. En este sentido, pienso que el panorama de las centrales hidroeléctricas en Argentina, al menos en el mediano plazo, es bastante oscuro a menos que ocurra una impensada suba transitoria de precios de los combustibles a raíz de algún conflicto bélico. No obstante, las centrales hidráulicas podrían tener una chance de resurgir debido a las restricciones crecientes para mantener una cierta calidad ambiental. Tampoco creo que ello constituya realmente una razón de peso porque las nuevas centrales turbo-gas han mejorado no solamente los rendimientos sino también el control de emisiones gaseosas. Y, por otra parte, tampoco debe olvidarse que las centrales hidráulicas tienen que hacerse actualmente cargo de otros problemas de impacto ambiental como son la inundación de valles fértiles y tierras aluviales que son también un recurso escaso”.

Central Térmica Tucumán es un proyecto privado en ejecución en el noroeste de la Argentina y que todavía no ha entrado en servicio. Melchor Roselló, su representante, expresó cierto pesimismo respecto de las inversiones en el sistema.

“...Como es sabido, el nuevo marco regulatorio dio lugar a un cambio fundamental en la situación del sector eléctrico argentino en sólo tres años. La apertura permitió el desarrollo de un mercado de generación de energía eléctrica sumamente dinámico donde compiten más de 30 empresas. La mayor parte con accionistas y operadores que son, a su vez, empresas de generación de primer orden mundial, de los Estados Unidos de Norteamérica, de Europa, y de América Latina. La remuneración de la red se basa, como es conocido, en la sanción de un precio para la energía que es el costo marginal de corto plazo, que se determina en forma horaria y que se aplica a las transacciones realizadas en el mercado «spot». También los generadores perciben remuneración por la potencia puesta a disposición durante las horas “valle” en días hábiles. Ahora bien, el 40% de la energía despachada es vendida al mercado «spot». El 60% restante se comercializa en contratos a término de los cuales la mitad es de largo plazo -ocho años-; son los contratos que se impusieron como condición de pliego para las privatizaciones de algunas empresas de generación y distribución. Los restantes contratos son de uno a dos años y la mayoría son negociados de acuerdo con la tendencia que tiene el mercado «spot». Por lo tanto, el 70% de las transacciones del mercado eléctrico argentino se realizan con una relación directa o indirecta con el mercado “spot”. Sólo el 30% son contratos a largo plazo. Los precios promedio mensuales monómicos -es decir, energía más potencia- han oscilado en el corriente año entre 27 y 32 mils por kilowatt/hora, y las proyecciones para los próximos tres años muestran una tendencia marcadamente bajista. Para la expansión del sistema, teniendo en cuenta los costos de instalación de equipos

de última tecnología, como plantas de ciclos combinados utilizando gas como combustible, utilizando una tasa de retorno del 12%, y otras hipótesis conservadoras para los impuestos y los costos de financiación, operación y mantenimiento, y también teniendo en cuenta las posibilidades de optimización del «management», el piso del costo de expansión en este momento en la Argentina es de 18 a 20 mils por kilowatt/hora. Es decir, que si a esto se le suman los costos de combustible, el costo equivalente resulta entre 30 y 32 mils por kilowatt/hora. El precio monómico de largo plazo no debería ser inferior a este valor para asegurar la expansión del sistema. Debe señalarse que estos costos de expansión son del mismo orden, o tal vez un poco inferiores, a los que en este momento están vigentes en los Estados Unidos, en Europa y en Japón, a pesar de que los proyectos en esos países pueden financiarse con tasas del orden del 10% anual. Si se analiza la situación actual, se observa que la remuneración que están recibiendo los generadores de 27 mil, 28 mils, 30 mils no es rentable puesto que harían falta 32 mils. Hay variadas razones que explican este desfasaje. En realidad, el precio del mercado «spot» bajó más rápido de lo esperado y no hubo tiempo, ni se dieron las circunstancias para que se constituyese el mercado en términos de largo plazo y se pudiese compensar esta disminución del «spot» que se hará crítica en los próximos tres años por el impacto de la incorporación de Yacyretá y otros equipamientos. Por otro lado, el cumplimiento puntual del cronograma de Yacyretá y la incorporación de nuevas unidades de generación han producido un efecto momentáneo de sobre-oferta. A su vez, la evolución del mercado «spot» que pasó de una situación inicial de alta regulación a la actual - me refiero al mercado del gas- que es mucho más marginalista y ha hecho que los distribuidores de gas hayan reducido los precios ofertados a las centrales de generación, para llenar su demanda a lo largo de todo el año, compensando de esa manera los costos de transporte «take or pay». Por otra parte, los propietarios de unidades de generación de vapor convencionales han empezado a sustituirlas por ciclos combinados de gran dimensión, usando turbinas de 230 megavatios debido a sus menores costos de inversión, de combustible, operación y mantenimiento. Este proceso puede continuar y provocar un sobre equipamiento, ya que ningún inversor quiere perder la posición que tiene actualmente en el mercado. ¿Cuál es la alternativa? En realidad, no parecen existir antecedentes internacionales directamente aplicables al caso argentino y la situación planteada debería ser analizada en forma conjunta con los responsables de todos los sectores: transportistas, distribuidores, representantes de los usuarios y la Secretaría de Energía, a fin de encontrar una metodología que estimule la concreción de contratos a largo plazo. Con ello se podría estabilizar el mercado a niveles de precio razonables para todas las partes. Sólo ante el fracaso en la obtención por esta vía de los resultados de estabilización buscados, se debería considerar la aplicación de métodos más extremos tales como, un incremento en el precio de la potencia puesta a disposición o aún la restricción momentánea del acceso para nuevos aportes de potencia al sistema. Ambas alternativas son indeseables por la distorsión que ocasionarían al modelo, y su aplicación sólo se justificaría ante la imposibilidad de encontrar soluciones por las vías naturales del mercado”.

Hace cerca de doce años que Chile viene aplicando una teoría competitiva en la generación, y por el hecho de ser uno de los primeros países que hizo la reestructuración y que aplicó los costos marginales para la remuneración del sector generación, la regulación chilena -en opinión

de Andrés Alonso Rivas- tiene pendiente algunos desafíos, sobre todo en lo que se refiere a incrementar la competencia.

“...Respecto del despacho, el centro de despacho económico está conformado por un club de generadores que son bastante pocos en comparación con la cantidad de generadores que tiene la Argentina. Mientras que en la Argentina hay cerca de treinta y seis generadores, en Chile, en este momento, hay cuatro generadores que participan en el «pool», donde una sola empresa tiene más del 50% de la generación. Esto sin duda constituye un importante inconveniente, aunque los problemas de falta de competencia han sido hasta el momento resueltos. Son interesantes las alternativas de solución que se han venido dando con el tiempo. En vez de tener un sólo despacho económico de carga, que cumple funciones tanto de coordinación de la operación como de comercialización de la energía dentro de los generadores, es interesante la solución que se ha planteado aquí en la Argentina donde CAMMESA centraliza esta operación independientemente de los generadores que participan en el sector. También son interesantes las variantes noruega y británica, donde los generadores, en vez de calcular estrictamente cuál es el costo marginal del sistema, han avanzado un paso más y han conformado una especie de bolsa donde se ofertan los bloques de energía y de esa bolsa se obtiene el precio «spot» de la energía”.

Preguntas seleccionadas.

-En el caso de la reforma en el estado de California... ¿tendrá el generador independiente la posibilidad de suministrar a un cliente individual?

Daniel Fessler respondió:

“...Sí. Un sí rotundo. Una de las características de la elaboración de las normas -aquí haría una pequeña aclaración: no hay una legislación nueva en California pues las reformas se están realizando dentro de las facultades que ya posee la Comisión de Empresas de Servicios Públicos- es que son comparables a la legislación y tienen un papel definitivo en los contratos bilaterales. Los contratos bilaterales podrían atraer a determinados generadores y el tema entonces es cómo serían despachados por el operador independiente del sistema. Hay muchas formas en que se puede hacer esto. Hasta ahora, el que tiene un apoyo más amplio en la elaboración de normas es el sistema basado en el «día por adelantado». Aquellos clientes que iban a cubrir su necesidad de electricidad resguardados en contratos bilaterales, informarían del hecho al operador independiente del sistema. Su proyección de carga se debitaría de la carga que debería suministrar el «pool» y, por la misma razón, quedarían al final de la lista como si hubieran ofertado cero al «pool». Cualquier costo en que incurrieran contra el sistema en términos de acceso a la transmisión es donde radica realmente el tema decisivo, y vemos que es necesario para las nominaciones de despacho basadas en el «pool» ser idénticamente tratadas por el operador independiente del sistema. Allí es donde está el verdadero dinero. Si se tratan las nominaciones de uno por sobre las de otro, entonces se ha condenado al fracaso al experimento entre un «pool» y los contratos

bilaterales. Y ello resultaría en que el «pool» estaría suministrando información de transmisión directamente al operador independiente del sistema. La cuestión es cómo se podría obtener información comparable para el operador independiente del sistema para que pueda tomar sus decisiones sobre una base racional en cuanto al racionamiento del escaso acceso a la transmisión, sin violar la confidencialidad de los contratos bilaterales. Considero que la licitación incremental y decreciente por parte de los participantes en el contrato bilateral, relacionado con lo que estarían dispuestos a tolerar en términos de lograr colocar su despacho en el sistema, es la forma adecuada de hacerlo. Lo que California intentará hacer a partir de no más allá del 1º de enero de 1998, es poner en funcionamiento estos dos modelos de mercado simultáneamente”.

-La otra parte de la pregunta está relacionada con el derecho legal de suministrar a un cliente grande que en el pasado obtuvo su suministro de un servicio público. ¿Existe o existirá este derecho?

Según Daniel Fessler:

“...La elaboración de las normas contempla la incorporación gradual de la elegibilidad para que los actuales pagadores de tarifas de servicios públicos se conviertan en clientes de este mercado bilateral. Por lo tanto y como se hizo en Gran Bretaña y muchos otros países aquí representados, se empezará una incorporación gradual a partir de los usuarios más grandes”.

-¿Cuáles serán los criterios económicos para regular la distribución: «cost plus», costos estándar, costos marginales a largo plazo...?

En opinión de Daniel Fessler:

“...Muy brevemente, señor moderador. Ese es uno de los aspectos más importantes de tener aquí a la Comisionada Bailey y a mí. El tema de la distribución lo determinará la Comisión de Empresas de Servicios Públicos de California y tenemos la intención de usar tarifas basadas en los resultados para regular las actividades de las empresas de distribución. La transmisión quedará bajo la autoridad de la Comisión Federal de Regulación de la Energía y los protocolos de transmisión, que son tan decisivos para la integridad del mercado a largo plazo según les comenté recién, serán responsabilidad de la Comisionada Bailey y sus colegas”.

-Los distintos sistemas adoptados en diversos países han optado por alguno de los siguientes esquemas de “pool”: con participación de distribuidores y grandes usuarios o solamente participación de los generadores. ¿Cómo funcionará en California?

De acuerdo con Daniel Fessler:

“...Inicialmente, el «pool» funcionará con los servicios públicos actuando como compradores por lo que no existirá la posibilidad de que los grandes usuarios compren directamente.

Podría decirles que si el «pool» logra un precio de compensación absolutamente transparente, no sería fácil convencerse de las ventajas que habría al comprar directamente del «pool» en oposición a recibir -desagregado en su estado de cuenta- exactamente el costo del servicio de electricidad y de la transferencia. Con el tiempo, si el «pool» se agrandará o madurará para permitir compradores «que no pertenezcan a los servicios públicos» es algo que no hemos excluido, pero espero que eso sea una decisión económicamente racional y no emocional”.

-¿Cómo se realizó la transferencia de los activos de transmisión en el Estado de California: por medio de una ley, por medio de una regulación,...?

Daniel Fessler respondió que:

“...Llamativamente, hasta ahora, parecería ser que el dominio sobre los activos de la transmisión será voluntariamente entregado por todos los propietarios en el estado de California. Por lo tanto, se haría mediante un tratado”.

-¿Ha habido un pago por esto, y que reacciones ha generado?

Según Daniel Fessler:

“...En la actualidad, la teoría es que los propietarios de los activos de transmisión recibirán distribuciones alicuotas del operador de transmisión que, por supuesto, funcionará como un monopolio regulado bajo la jurisdicción de la Comisión Federal de Regulación de la Energía, por lo que ello figurará en la proclamación de la participación alicuota que tienen en el sistema total que compartirán en la corriente de ingresos. Esa corriente de ingresos será regulada casi de la misma manera que en la actualidad. La ventaja para todos los participantes es su creencia de que, como resultado de esto, el tener un operador independiente del sistema, que reemplace a diecisiete operadores vulcanizados de sistemas, traerá aparejado una mayor eficiencia dentro del estado para la operación de dichos activos de transmisión y esa es nuestra meta”.

-Señor Roselló, Ud. mencionó una situación de sobreoferta y de subremuneración en la generación. ¿Cómo se explica entonces que su empresa esté instalando nueva capacidad de generación?

Para Melchor Roselló:

“...Una buena respuesta podría ser «porque estamos locos”. Pero la realidad es que la situación que intenté describir es la situación actual y que pienso que se va a agudizar, como dije antes, en los próximos tres años. Una inversión como una central, es una inversión de largo plazo con un horizonte de veinte años. Personalmente, creo que los generadores tienen todavía tiempo de llegar si se consigue hacer un mercado a término consistente, donde todas las partes tomen algo del riesgo y asuman también el costo que tiene la actividad.

Creo que de esa manera y sin modificar la regulación -que, por otra parte, ha dado excelentes resultados- se puede seguir manteniendo un sistema muy competitivo con precios bajos, pero al mismo tiempo cubrir expectativas razonables. Cuando hice la descripción del costo de la expansión hablé de un 12% de tasa de retorno que creo que es una rentabilidad realmente muy austera”.

-Visto desde el esquema chileno, la variante argentina de que los generadores pueden hacer ofertas de precios en el «pool» luce muy interesante. En realidad, el mecanismo es que se hacen ofertas sobre lo que es el precio del combustible, siendo los rendimientos establecidos. Pero la oferta de los precios de los combustibles tenía restricciones. La pregunta es, entonces... ¿por qué -en un mercado competitivo donde hay treinta y seis generadores- se ponen restricciones a la oferta de los precios de los combustibles?

En opinión de Melchor Roselló:

“...Las restricciones en realidad son en cuanto a no reconocerse precios por encima del valor que está aceptado. No hay restricciones en cuanto a poner precios menores, o sea, desde el punto de vista competitivo se pueden ofertar precios menores a los que periódicamente se establecen como precio de referencia”.

-Ha quedado flotando en el aire una cierta inquietud sobre el futuro de los proyectos hidroeléctricos en la Argentina, pese a que las reglas del mercado existen y todos saben a qué atenerse. Pero como en Chile hay planificación indicativa...¿esto aleja la incertidumbre?

Andrés Alonso Rivas respondió que:

“...Efectivamente, hasta el momento la Comisión Nacional de Energía viene haciendo una planificación indicativa del sector generación. Pero...¿por qué? Lo que pasa es que legalmente la Comisión Nacional de Energía debe calcular los precios regulados a que venden los generadores a los distribuidores o a clientes regulados, que es un promedio ponderado de los costos marginales de corto plazo. Y para calcular esos costos marginales de corto plazo necesita hacer una planificación del sector generación”.

-¿A cuántos años?

Andrés Alonso Rivas:

“...Los estudios se hacen a quince años más o menos. Pero en este último tiempo se ha venido planteando que tal vez no sea necesario hacer esa planificación indicativa. Quizás es mejor entregar más el desarrollo del sector al juego del libre mercado. Para ello se requeriría hacer algunos ajustes a la legislación eléctrica. Respecto de los proyectos hidroeléctricos, en Chile se han venido materializando efectivamente los proyectos hidroeléctricos, incluso proyectos que no están dentro de la planificación indicativa que hace la Comisión. Por lo tanto, uno llega a pensar que es factible que se sigan desarrollando dichos proyectos sin la

necesidad de hacer una planificación indicativa. En Chile se manejan un sinnúmero de proyectos hidroeléctricos que en estos momentos han quedado un poco postergados por la llegada del gas natural desde la Argentina, y ello viene a ser una forma más competitiva de abastecer los consumos futuros. La mayor duda que se tiene respecto de seguir construyendo dichos proyectos viene principalmente por el lado del medio ambiente debido a recientes normas medioambientales que regulan el sector”.

Principales problemas regulatorios y soluciones propuestas

Si bien hay esfuerzos coincidentes para promover la competencia -en Chile para mejorar lo ya realizado, y en España y Suecia como eje de sus recientes reformas-, también se ha señalado desde el caso argentino la necesidad de mejorar las señales para la inversión que emanan de ella con una regulación consistente, y la experiencia de California y otros estados constituye una advertencia respecto de las limitaciones de las fuerzas de mercado. Los problemas derivados de la remuneración y expansión de las redes también fueron mencionados por las contribuciones de la Argentina y el Perú. Aunque con vecinos y necesidades diferentes, tanto Chile, California, España, Suecia y Noruega plantearon la necesidad y la conveniencia de la interconexión de mercados a nivel regional. Sacar provecho de la creciente globalización haciendo uso del “benchmarking” para uniformar normas de medición y procedimientos de fijación de tarifas, y compartir información sobre “international best practices” fue la propuesta del estado australiano de Victoria que recogió comentarios de apoyo de Suecia, Noruega, España y California. Por último y tal como era de esperarse, las ponencias de cada uno de los participantes revelaron la existencia de dificultades específicas y obstáculos propios de cada situación, y las alternativas en consideración para superarlos.

La promoción de la competencia y los límites a su acción.

En Chile donde actúan sólo cuatro empresas de generación y una de ellas posee más del 50% de la actividad, las autoridades ya están pensando en distintas alternativas para fortalecer la competencia. Según Andrés Alonso Rivas:

“...Aunque los problemas de falta de competencia han sido hasta el momento resueltos, estamos buscando que se incorporen nuevos participantes. Principalmente, hemos desarrollado una campaña de información en el resto de los países. Por otro lado, se procurará que los generadores existentes puedan acceder a las empresas privatizadas para mejorar la competencia. También, naturalmente, estamos estudiando la posibilidad de interconexión energética con los países vecinos, incluso en lo que se refiere a combustible, como por ejemplo, gas desde el sur argentino y/o norte argentino, y desde el sur boliviano. Finalmente, estamos

impulsando el ingreso de comercializadores a los centros de despacho económico de carga porque creemos que incrementa la competencia el hecho de que la generación esté separada de la comercialización. Incluso, ello facilita el acceso a clientes libres y los comercializadores funcionan a otra tasa de riesgo. Si es posible lograr esto, podría ser reducido el límite de 2 megawatts para los clientes libres.”

Si bien para Chile sería conveniente la promoción de la competencia, para España este aspecto es nada más ni nada menos que la esencia de las reformas recientemente iniciadas. Como explicó Luis Rodríguez Romero:

“...El caso español se caracteriza por intentar un cambio gradual desde una situación actual no demasiado competitiva en la que existe un sistema integrado hacia una convivencia entre el sistema integrado y el sistema independiente que irá introduciendo progresivamente la competencia. Por un lado, se irá introduciendo competencia en el sistema integrado, y por otro lado, se irá desarrollando el sistema independiente. Paulatinamente, llegará el momento en que ambos sistemas confluirán en un sistema único y de plena competencia. Esto es fácil de decir aquí delante de un micrófono y en un minuto. Pero será muy difícil de hacer en la práctica, llevará mucho tiempo e incluirá seguramente algunos cambios respecto a lo que ahora mismo nos estamos proponiendo. En cuanto al sistema integrado, se irá promoviendo la competencia a través de las subastas, los «competitive biddings» (licitaciones competitivas) en el pool, la introducción de comercializadores, y la utilización de métodos de revisión con un “price cap” para el acceso directo a lo que sería el mercado mayorista para los grandes consumidores. La gran incógnita aquí es el desarrollo del sistema independiente: ¿quién va a formar parte de ese sistema? ¿cómo se irá desarrollando? ¿cómo se irá interrelacionando con el integrado? Para nosotros es fundamental la tarificación del transporte, distribución, etc., y la posible utilización de la incorporación del sistema independiente para financiar parte de los «standard costs» (costos estándar) que están en el sistema integrado. El resultado final sería una situación competitiva generalizada que, en el caso de la economía española, igual que en el caso de otras economías europeas, debe de ser coincidente con los resultados que tiene ahora mismo la potencial directiva europea sobre libertad de mercado del sector eléctrico. Al comparar nuestra estrategia con otras que se han presentado aquí, deseo señalar que nosotros partimos de un sistema basado en empresas privadas que tienen un contrato implícito respecto de la remuneración de los capitales invertidos. En otras experiencias que hemos visto, en el momento de la privatización se sitúan las empresas en una situación competitiva, quiere decir que se asumen los posibles costos de capital derivados de la existencia de «standard costs» anteriores. En el caso español, al ser un sistema privado, esto no es posible y, por lo tanto, ese proceso se debe de desarrollar sobre la marcha.”

La promoción de la competencia es también el eje de las reformas iniciadas en Suecia a principios de 1996. Según Bo Lyndörn:

“...Su objetivo es mejorar la eficiencia en el mercado de la electricidad y, por supuesto, beneficiar al cliente. La vía elegida fue crear la competencia en la producción y el suministro

de energía. Si bien estas actividades se regirán por la Ley de Competencia General (General Competition Act), también deben existir reglas realmente claras entre el campo de la competencia y el aspecto monopolístico. El problema es que no hay oportunidad de crear una competencia eficiente en el sistema de red. Hay cierta división entre el suministro de la electricidad y la producción, por un lado, y por el otro, está la cuestión del transporte. Tampoco hay diferencia en el estado legal entre la red nacional y las redes regionales o locales. Es una suerte de red abierta y cuando se está conectado en algún punto se tiene acceso abierto a todos los proveedores en el país y, a la larga, también al mercado común nórdico. Tenemos, por supuesto, algunas cuestiones y problemas especiales en Suecia. Por ejemplo, la legislación exige que las actividades de la competencia, producción y suministro de electricidad, se realicen en unidades legales separadas, bastante separadas de los servicios de transporte. El tiempo para hacerlo es tal vez escaso pero creo que las empresas suecas se van a arreglar. Un aspecto muy importante aquí es si se obtendrán valores correctos de los activos en los balances iniciales. Este es un punto decisivo por lo que debemos seguir de cerca este tema.”

Pero aunque, en principio, las fuerzas de la competencia inducen a un comportamiento adecuado, Martín Rodríguez Pardina -desde una perspectiva de más largo plazo y con relación al sistema de señales para la inversión- señaló que:

“...La relación de la generación con los usuarios a través de los contratos por energía constituye un aspecto muy importante del sistema de regulación. Básicamente, la función de los mercados «spot» no es lograr una eficiencia productiva sino mejorar la asignación de los recursos en el largo plazo. Los sistemas eléctricos han utilizado los despachos centralizados con intercambios a costos marginales durante varias décadas. Con ello se procuraba lograr eficiencias productivas de corto plazo. Sin embargo, la experiencia en cuanto a las decisiones de inversiones de las empresas, ya sean públicas o privadas, bajo un régimen de regulación, no ha sido tan adecuada. Es por ello que se espera que como consecuencia de la introducción de reglas de mercado se logren señales de inversión de largo plazo que sean más eficientes. En estos términos, las reglas que se impongan para el diseño y la implementación de contratos en el mercado a término, serán de primordial importancia para todo lo que haga al desarrollo eficiente de la industria en el mediano plazo.”

No obstante los beneficios que se esperan de la progresiva introducción de la competencia, Daniel Fessler advirtió respecto del surgimiento de una especie de religión secular en los Estados Unidos que cree que las fuerzas de la competencia y las instituciones del mercado de alguna forma lograrán encauzar las cosas. En su opinión:

“...La generación está experimentando una explosión competitiva global y la generación es, por supuesto, un área de la industria tradicional que está planteando la remoción en parte, sino del todo, de la influencia de las fuerzas de la regulación. En mi país hay ahora una aversión hacia el rol del gobierno entre los "populistas" de todos los niveles. Existe un sentimiento de que es muy poco lo que el gobierno puede hacer bien y que su intrusión a menudo sólo empeora la situación. Sin embargo, mi reciente experiencia como regulador

me llevó a cuestionar parte de este fervor religioso y a preguntarme sobre la conveniencia de retirar la regulación a la luz de la competencia. La Comisión del estado de California de la que tengo el honor de ser miembro, regula las telecomunicaciones y la energía. Si observamos la industria de las telecomunicaciones y su avance, veremos muchas analogías con lo que sucede en el mundo de la energía. Y veremos que una de las cosas más patéticas desde la posición ventajosa del bienestar público es que la regulación sea retirada, no a la luz de las presiones competitivas que luego regularán la influencia y participación del mercado, sino simplemente en base a la teoría de que existe la competencia. El peor de todos los mundos posibles podría ser el oxímoron de competencia regulada pero, si existe un escenario aún más depresivo, puede ser la noción de que el gobierno retiró la defensa del interés público al confiar en las fuerzas del mercado que no han llegado aún y son meramente una teoría. Por lo tanto, considero que, para todos nosotros, el desafío será representar una retirada decorosa de todas las fuerzas de la regulación, en proporción a la verdadera llegada de las fuerzas genuinas de competencia.”

La remuneración y expansión de las redes.

Para Martín Rodríguez Pardina, el mayor problema técnico que existe en la industria eléctrica argentina es la fijación de reglas de remuneración para el sector de transmisión. Desde su punto de vista:

“...El determinar precios para la remuneración de la transmisión cuando existen, entre otras cosas, economías de escala, problemas de indivisibilidad de las inversiones y fuertes externalidades en las redes, es un problema económico sumamente complejo. Para el caso argentino en particular, el recálculo tarifario quinquenal por realizarse dentro dos años es uno de los desafíos que están en el horizonte cercano. Y como manifestó el señor Alonso Rivas de Chile, estos procesos de recálculo tarifario son, en general, complejos y traumáticos, por lo cual se requiere una adecuada preparación para enfrentarlos. Por otro lado, la expansión del sistema de transmisión es probablemente el problema más acuciante del sistema eléctrico en la Argentina. Si bien ya se han realizado grandes inversiones en la generación, las inversiones en transmisión no están a la altura de lo esperado debido a algunos problemas en el diseño de las normas que las rigen. Una reevaluación de esas normas a fin de facilitar el buen desarrollo de la expansión del sistema de transmisión parece ser uno de los desafíos regulatorios más inmediatos”.

Según Luis Haro Zabaleta, aunque el sistema tarifario aplicado a la transmisión parece razonable y bastante simple para un sistema con la configuración de los sistemas de transmisión peruanos, el problema es aplicarlo a un sistema existente real y concebido con otros criterios de diseño. A su juicio:

“...En nuestro sistema real, hay situaciones de sobredimensionamiento y sub utilización. Incluso, por la situación que se vivió durante mucho tiempo en el país, se presentan pérdidas excesivas. Si bien el sistema tarifario es razonable para la toma de decisiones para nuevas

inversiones en transmisión, el problema se presenta con los sistemas existentes. Una solución planteada para esto es tratar de llevar estos sistemas a una situación que ameriten ser convertidos a lo que denominamos un sistema principal de transmisión, en el cual los ingresos por este sistema de transmisión están garantizados en un 85 a 90%, con lo cual estos sistemas podrían subsistir.”

La interconexión de mercados a nivel regional.

Motivos relacionados con la competencia, con la necesidad de bajar los precios, con alcanzar una escala óptima de mercado y/o con diversificar las fuentes energéticas parecen explicar los diversos intentos para crear mercados regionales. Además de los casos de Chile -donde son analizadas posibles alternativas de interconexión energética con los países vecinos-, de California -que habrá de conformar un mercado junto con dos provincias canadienses y dos estados mexicanos-, y de España -en el marco de la propuesta presentada por la Presidencia española para llevar a cabo el mercado integrado del sector eléctrico en el conjunto de la Unión Europea-, debe mencionarse el caso del llamado mercado nórdico.

Como Suecia es un mercado muy pequeño donde predomina la hidroelectricidad, Bo Lyndörn enfatizó que:

“...Es muy importante abrir el mercado para lograr un mercado más amplio, como primer paso. Es muy importante desde el punto de vista sueco, el hecho de tener un mercado en común con Noruega desde el 1° de enero de 1996, que también incluirá el de los precios «spot». De todos modos, será necesario trabajar mucho para armonizar las diferentes estructuras legales, tipos de tarifas e impuestos, especialmente si tenemos como meta lograr un mercado común nórdico que incluya también a Finlandia y a Dinamarca. En el largo plazo, esto es sólo un paso hacia un mercado común europeo y con competencia eficaz.”

Por su parte y desde la perspectiva de Noruega, John Henrick Sagen agregó que:

“...El desarrollo de un mercado nórdico implicará también resolver el tema de los «pools» internacionales, es decir, en qué forma se podrían constituir «pools» en diferentes países y que, a su vez, se comuniquen. Asimismo, exigirá esfuerzos y acuerdos para armonizar los procedimientos de regulación entre países, donde los mercados de la electricidad se están desarrollando como un mercado internacional.”

El uso de “benchmarking” para uniformar normas de medición y procedimientos de fijación de tarifas, y compartir información, ante la creciente internacionalización de los mercados.

Para Geoff Swier, la reforma en el mercado de la electricidad es, en gran medida, parte de una globalización de la industria que se encuentra aún en pañales. Empresas con intereses en la Argentina también se encuentran activamente involucradas en el programa de privatización de Victoria. También tiende a globalizarse la aplicación de las mejores tecnologías y prácticas

internacionales, y ello seguirá teniendo un efecto muy significativo sobre los costos. Swier cree que en los próximos 10 o 15 años asistiremos a un rápido crecimiento del mercado global y de algunas tecnologías alternativas, especialmente para servir los enormes mercados de clientes que viven en zonas rurales o aisladas de Asia y América Latina, donde se están elevando los niveles de vida. A partir de este diagnóstico, Swier concluyó que los reguladores están en condiciones de hacer cosas para apoyar este proceso de globalización. En su opinión, uniformar normas de medición es una de ellas:

“...No veo razón alguna por la que no debemos intentar desarrollar algunas normas globales para la medición del mercado mayorista y minorista, y trabajar con los proveedores de equipos para desarrollar las normas más eficaces y eficientes. Por ejemplo, tratar de decidir un patrón para los períodos de integración con vistas a la medición del consumo. De esta forma, podríamos acelerar en muchos años la llegada del día en que se incorporen al mercado medidores de tiempo real para la medición del consumo doméstico. Llegado el momento su implantación brindará enormes beneficios puesto que se podrá lograr una tarificación en tiempo real y una administración de la demanda en respuesta al precio «spot» en tiempo real. Estos beneficios surgirían de la rotación y reducción en la planta de reserva, en el aplanamiento de las curvas de carga y en la respuesta flexible a las fluctuaciones, tanto de la demanda como de la oferta. La medición y temas como las reglas de separación entre el mercado minorista y las empresas de distribución son áreas en donde podríamos estar trabajando más estrechamente.”

John Henrick Sagen concordó totalmente respecto de los beneficios de internacionalizar la medición y los sistemas de información:

“...Los considero muy importantes para poder establecer tarifas en tiempo real para los clientes. Asimismo, son la base principal para la administración y la flexibilización de la demanda, y el uso económico y eficiente de la electricidad.”

Geoff Swier consideró que también en el área de la fijación de precios de la distribución y la transmisión, el proceso de globalización será inevitable:

“...Nosotros, como reguladores y reformadores, no debemos concentrarnos simplemente en mejoras incrementales a partir de lo que existe ahora sino que debemos concentrarnos en orientar a las industrias reguladas en los sectores de distribución y transmisión para que adopten «las mejores prácticas internacionales» lo más rápidamente posible y establecer los toques de precio. A fin de lograr esto, necesitamos saber qué se considera «mejores prácticas internacionales». Por ejemplo, no sólo saber cuál es la empresa de distribución más eficiente, sino cuál es el sistema de producción más eficiente para cada uno de los impulsores de costos en los sectores de distribución y transmisión. Por supuesto que necesitamos tener en cuenta los impedimentos para el logro de las «mejores prácticas internacionales», tales como las limitaciones a la inversión de capital, especialmente en países en desarrollo, y la inflexibilidad del mercado laboral. Hemos notado en Victoria y creo que también sucede en la Argentina, que estas reformas pueden introducirse sin afectar los costos: son simplemente una de las funciones de una mejor administración.”

Tanto Daniel Fessler como Luis Rodríguez Romero y Bo Lyndörn coincidieron en señalar la importancia que posee este tipo de Seminarios para poder discutir y reflexionar acerca de las distintas experiencias regulatorias y subrayaron la necesidad de algún tipo de programa para intercambiar información sobre «las mejores prácticas internacionales» en este campo. Por su parte, Geoff Swier lanzó varias propuestas concretas al respecto:

“...Sabemos que las empresas de transmisión de la Argentina y del estado de Victoria, en Australia, pertenecen a un consorcio de once empresas internacionales que se reúnen en forma periódica para intercambiar información y realizar prácticas de «benchmarking». Creo que nosotros también deberíamos compartir información en forma organizada y realizar ejercicios de «benchmarking» internacional para promover la difusión de «las mejores prácticas internacionales». Una forma con gran eficacia de costos para hacer esto sería que la mayor cantidad de jurisdicciones posibles tengan un lugar en Internet en el que sean puestos a disposición las leyes, esquemas de regulación y otras informaciones. El «Victorian Power Exchange» en Victoria tiene un «site» en Internet y tiene la intención de usarlo como un mecanismo para difundir información a los participantes del mercado local. Quizás alguna institución internacional, como el Banco Mundial u otro organismo, pueda organizar un Boletín para coordinar los flujos de información entre los diferentes «sites» establecidos por las jurisdicciones. Probablemente existan otras formas de cooperación que se podrían discutir y obviamente sería importante organizar otros Seminarios como el que hemos realizado aquí en la Argentina.”

Un muestrario de problemas específicos.

Noruega: la búsqueda de una estructura sectorial óptima para el futuro.

Para los reguladores noruegos uno de los aspectos más importantes ha sido la relación con las 200 empresas de distribución con que cuenta ese país. John Henrick Sagen señaló que:

“...Pudimos elaborar buenos métodos para regularlas y de esa forma promover la eficiencia en el largo plazo y una buena calidad en el suministro. Sin embargo, necesitamos seguir trabajando en el desarrollo de esquemas de regulación como incentivos y compartir nuestras experiencias de los resultados. Por otra parte, nos preguntamos hasta qué punto esta estructura histórica de nuestros servicios públicos es óptima para el futuro. Aquí y en la mayoría de los países nórdicos, nos encontramos con la situación especial de que muchas de estas empresas son aún estatales. El problema es cómo promover reestructuraciones eficientes y, a su vez, no volver a monopolios verticalmente integrados. En este sentido, debemos tener en cuenta que las mismas demandas del medio ambiente podrían promover una reestructuración eficiente en todo el sector.”

Suecia: eficiencia de las redes, acceso de los usuarios al mercado competitivo, y el futuro de las centrales nucleares.

De acuerdo con Bo Lyndörn otro asunto clave en Suecia, al igual que en Noruega, es el hecho de elegir diferentes medios para incrementar la eficiencia dentro del área monopólica. En su opinión:

“...Dentro de los monopolios podemos contar hasta cerca de 270 redes locales lo que, por supuesto, es una cifra muy elevada. Podría ser una cantidad eficiente en el largo plazo, pero debemos usar diferentes medios para incrementar la eficiencia y uno de ellos es que, cuando decidimos sobre las concesiones nuevas, tomemos en cuenta si resultará favorable para una estructura racional. De lo contrario, debemos crear incentivos para incrementar la eficiencia en los servicios de la red. En este momento aún utilizamos algún tipo de fórmula para el tope de precios para un incremento anual de la eficiencia. Como complemento de ello, usamos cierta transparencia en el mercado mediante la utilización del «benchmarking» respecto a los resultados técnicos y económicos. Otra cuestión particular es que no existen límites con respecto al tamaño para permitir el acceso al mercado competitivo. En principio, cualquiera puede elegir cambiar su proveedor a condición de pagar su medidor. Existe un tipo de medidor con el que se puede medir por hora pero su precio actual es un poco elevado para los pequeños clientes. No obstante, existe la intención política de promover diversas medidas a fin de posibilitar a los pequeños clientes el acceso al mercado competitivo lo antes posible. Para ello hay, básicamente, tres caminos. El primero es averiguar de qué modo se pueden obtener medidores más baratos. El segundo es averiguar si habrá soluciones técnicas con el grupo permitido de clientes para comprar electricidad en común. En tercer lugar, evaluar o aprender del modelo noruego donde no hay necesidad de tener este tipo de medidores para los clientes verdaderamente pequeños. Antes de finalizar mi presentación, no puedo dejar de mencionar algo que aunque no está relacionado con la regulación tiene un gran peso en Suecia. Hace quince años hubo un referéndum y el resultado fue que tendríamos una sola generación de centrales nucleares. Hay doce centrales en servicio y producen en este momento alrededor del 50% de la electricidad total. En una suerte de interpretación del referéndum, el Parlamento decidió que todas las centrales nucleares debían cerrar antes del año 2000. Las consecuencias de esta decisión serán terribles para la economía sueca. Afortunadamente los políticos se han dado cuenta de ello y se formó una comisión parlamentaria que habrá de decidir si la eliminación gradual de las centrales nucleares se realizará antes o después del año 2000, en cuyo caso serán reemplazadas por otras fuentes de energía.”

Colombia: dificultades para atraer el interés del sector privado.

De acuerdo con Luis Ignacio Betancur, los problemas están sobre todo centrados en el hecho de que las tarifas a los usuarios residenciales están rezagadas frente al costo de referencia, en un 45%. En su opinión:

“...En los dos mercados más grandes, las ciudades de Bogotá y Medellín, el rezago es todavía mayor y se estima que alcanza al 100%. La Comisión de Regulación necesita los votos favorables de por lo menos de uno de los tres ministros que la integran para decidir un alza de tarifas que por razones políticas es muy probable que se haría efectiva en un periodo de

uno, dos o tres años como máximo. No obstante, la experiencia de países como la Argentina, Chile, y Perú muestra que la suba tarifaria es más fácil de implementar cuanto más rápido se realiza y que esperar cuatro, cinco, siete años para elevar las tarifas hace virtualmente imposible el proceso. De manera que aunque no hay obstáculos legales a la privatización, en el caso de que el Gobierno quisiera vender algunos de los activos de generación, no encuentra fácilmente clientes extranjeros o colombianos mientras no haya mercados solventes en el campo del servicio residencial, ni en generación, ni menos aún en el caso de comercializadores o distribuidores. Esto se ha convertido en la principal dificultad para avanzar en los procesos de reestructuración y, por lo tanto, tendremos complicaciones si no se resuelve pronto. Hay un segundo problema y tiene que ver con que nuestro derecho civil y comercial no hace muy fácil enmarcar las reglas del mercado mayorista, particularmente en lo que se refiere a la responsabilidad en casos de fallas del servicio de racionamiento. Los juristas de la Comisión de Regulación hemos tratado de adaptar hasta donde ha sido posible el tema de los mercados mayoristas en el derecho anglosajón. No sé si otros países latinoamericanos que tienen o tenían por lo menos la misma influencia del derecho francés han resuelto este problema. La tercera dificultad reside en que los inversionistas privados, ya sea que quieran comprar plantas de generación o bien que quieran entrar a generar, quieren que se establezca un cargo por capacidad. Estamos en este momento estudiando la conveniencia, las ventajas y desventajas de hacerlo y sus efectos probables sobre aumentar el parque térmico en cuanto a nuevos inversionistas privados. Y, por otro lado, para poder privatizar un poco, en sustitución a la solvencia de los mercados residenciales a que he hecho referencia, se está pidiendo, entre otros, por parte de los banqueros extranjeros que están asesorando inversionistas, un cargo por capacidades, una garantía por parte del Gobierno que desde luego sería -a mi juicio- totalmente indeseable, o una combinación de ambas.”

California, EEUU: la futura re-regulación de la electricidad.

Según Daniel Fessler, en el curso de los próximos diez años el interés en la re-regulación de la industria de la electricidad variará dramáticamente dentro de los Estados Unidos de Norteamérica. A su juicio:

“...California tendrá un gran interés debido a que tiene una electricidad de muy alto costo. El estado está llevando a cabo una reevaluación sistémica de las instituciones de dicha industria, buscando la forma de realizar una presión descendente sobre esos precios. Por otra parte, otros estados con electricidad a muy bajo costo están llegando a la conclusión racional que están perfectamente conformes con el arreglo que tienen, y el tema será por cuánto tiempo puede el país permanecer dividido respecto de este asunto. Por otra parte, la re-regulación de la industria de los servicios eléctricos trae aparejado problemas de federalismo que son inherentes a la experiencia republicana de los Estados Unidos, pero que tienen mucho en común con lo que está sucediendo en otros países alrededor del mundo y, ciertamente, con lo que está surgiendo dentro de la Unión Europea. Históricamente, el papel del gobierno federal en el campo de la energía en los Estados Unidos ha sido bastante limitado y, sin embargo, existen iniciativas federales que buscan

promover el interés en la competitividad en un momento en que, en otros frentes, el gobierno federal sufre importantes ataques porque es percibido como demasiado grande, demasiado distante y demasiado impersonal, y que los estados deberían asumir mayor responsabilidad por los problemas más inmediatos de sus economías. Por lo tanto, hay una colisión entre las iniciativas en el campo de la energía a nivel federal y las presiones contracíclicas dentro de la experiencia política estadounidense que considero necesitará de un trabajo muy creativo por parte de los funcionarios de los estados como así también de los federales. He viajado por mi país en los últimos dos años pidiendo lo que denomino federalismo cooperativo que significa que los estados admitan que el gobierno federal debe tener un lugar en esto y, a su vez, que el gobierno federal admita que los respectivos estados tengan el suyo. Desde esta perspectiva, la transmisión ha de ser un tema dominado por el nivel federal. En nuestro país la autoridad del gobierno federal yace primariamente en la cláusula comercial y en el concepto de bienes que se transfieren de un estado a otro en el comercio inter estados. Sería difícil fantasear con una entidad esencialmente dedicada al comercio inter estados: un electrón que se fabrica literalmente en el momento de su consumo y se mueve a la velocidad de la luz, con una diferencia según las fronteras políticas, desde el punto de la generación hasta el punto de su consumo final. Así como es claro que la transmisión ha de ser federal, la distribución deberá permanecer en el ámbito local y, por ende, dentro del dominio de los diversos estados. Por supuesto que la dificultad radica en determinar cuándo se termina en realidad la transmisión y el movimiento de electrodos ha entrado en el estado de distribución. De aquí a un año, aproximadamente, se verá si fuimos capaces de resolver con éxito o no este punto.”

Chile: mejorar el sistema de peajes, modernizar las normas de calidad del servicio, y acordar procedimientos para fijar tarifas.

En Chile, donde la Ley Eléctrica ya cumplió trece años y el proceso de privatización masivo seis años, la Comisión Nacional de Energía está trabajando, entre otros aspectos, para mejorar el sistema de peajes. Andrés Alonso Rivas afirmó que:

“...En este momento en el sistema interconectado central existen solamente contratos provisionales entre los generadores y el transportista principal. Esto se debe a que no se han llegado a acuerdos y, por lo tanto, se decidió mantener el status quo. Ahora bien, esto requiere una solución y por eso la Comisión ha estado buscando mejorar el sistema de peajes e ir tratando de proponer una metodología que sea clara, estable y económicamente correcta dentro del marco legal existente. Por otra parte, existen normas de calidad del servicio que están obsoletas. Si bien las empresas distribuidoras -que dan la cara al cliente- han mejorado por iniciativa propia su calidad de servicio, creemos que deben existir normas formalmente establecidas que deberán estar en concordancia con los niveles internacionales dado que nuestro país se intenta incorporar a diferentes arreglos comerciales. En este sentido, estamos impulsando el control de la calidad de servicio a los usuarios. Asimismo, hemos procurado que hubiese más instancias de información entre el mercado regulado y el mercado libre. Por último, como en nuestro país las fijaciones tarifarias han sido procesos muy dolorosos, la Comisión ha estado buscando la manera de reducir al mínimo las posibilidades de conflicto entre las partes.”

Argentina: el recálculo tarifario para la distribución, y los intereses de los futuros usuarios.

Si bien faltan siete años para que se realice el recálculo tarifario para la distribución, algunos actores y participantes del sector están evaluando la conveniencia de efectuarlo en el año cinco en lugar del año diez. Según Martín Rodríguez Pardina ello apunta a:

“...Solucionar algunos problemas que ya se han detectado en los sistemas tarifarios vigentes. Dentro de estos problemas se incluye el de las normas que permiten el «pass-through» de los contratos a término que las distribuidoras firman. En este momento, las distribuidoras solamente tienen permitido transferir a sus usuarios finales el precio «spot» del mercado, un precio estabilizado, que es un promedio ex-ante de los precios «spot». Por lo tanto, como este precio «spot» es el costo de oportunidad que los generadores enfrentan, no hay ningún incentivo para que se firmen contratos. Asimismo, también se está ya a casi un año de iniciar una nueva etapa en lo que hace a los controles de calidad, en los cuales la medición va a ser a nivel de usuarios particulares. Esto implica una gran exigencia tanto para las empresas privadas como para el órgano regulador estatal. También en distribución están los temas de peajes de las distribuidoras provinciales. En la Argentina tenemos el mismo problema que mencionó el señor Fessler con respecto a la relación estados y gobierno federal por las superposiciones jurisdiccionales. Las tarifas que las distribuidoras provinciales cobran a los grandes usuarios tienen que ver con este problema. Por último y desde una perspectiva institucional, hay que mejorar la coordinación con los reguladores provinciales para mitigar los problemas de superposición de áreas de competencia y de los roles que cumple cada uno de los organismos del sector público. Este intercambio más que fructífero que se ha logrado en esta reunión internacional, compartiendo las experiencias con otros reguladores de distintos países, también debería hacerse hacia el interior de la Argentina con los reguladores provinciales para la coordinación de políticas. Para finalizar, es necesario cierto esfuerzo de prospectiva sectorial. El problema regulatorio de defender los derechos de los usuarios debe ser entendido como los derechos de los usuarios existentes y los futuros, por naturaleza un problema intergeneracional y, como tal, necesita de algún tipo de análisis de mediano y largo plazo, a fin de hacer consistente las políticas actuales con el desarrollo futuro de la industria.”

Perú: absorber los cambios producidos por la privatización y electrificar las regiones más alejadas.

Según Luis Haro Zabaleta, los problemas que enfrenta Perú en cuanto a la regulación eléctrica parten, en primer lugar, del cambio radical que ocurrió hace dos años y medio de un sistema completamente regulado con participación estatal, con la tarificación basada en subsidios, a un sistema de libre mercado y competencia basado en la participación privada. A su juicio:

“...Esto trajo consigo, primero, un alza en la tarifa promedio desde menos de us\$0,01 por kilovatio/hora, con una tarifa mucho menor para el sector residencial, a entre us\$0,07/0,08 por kilovatio/hora. Esto provocó una avalancha de reclamos de parte de los usuarios,

y que pese a no haber sido prevista debía ser atendida de todas maneras. Debe señalarse que hubo una mejoría puesto que hemos pasado de un promedio de 80 reclamos diarios hace dos años y medio, a menos de 10 reclamos por semana en la actualidad. Se han elaborado directivas para atender estos reclamos y se ha hecho una campaña de difusión sobre cuál es el valor de la energía y también sobre cómo poder acceder a menores facturas de energía eléctrica. En estos momentos, las tarifas se aplican a diferentes modos de consumo y los clientes pueden acceder a diferentes opciones y reducir su tarifa. También se ha logrado una importante mejoría en el trato que dan las empresas a sus clientes, como consecuencia de las directivas de calidad de atención al cliente y el sistema de penalizaciones a las empresas establecidos por las autoridades. Muchos de sus funcionarios -formados en años de actividad en las empresas estatales y acostumbrados a maltratar a los clientes- debieron adaptarse a la nueva situación en la cual el principal elemento del negocio era el cliente. Otro problema surgido a partir de la privatización y que todavía procuramos resolver, se relaciona con el equilibrio de la oferta y la demanda de energía. En 1992, estábamos en un promedio de reserva en el sistema en el orden del 15%, con crecimientos esperados de la demanda del 3%. Sin embargo, actualmente, la demanda eléctrica está creciendo entre 7% y 8%, y en el año 1994 fue del 12%. Obviamente, las reservas se redujeron, por cuanto, al cambiar el marco legal, el Estado dejó de estar directamente involucrado en el mercado y, por lo tanto, no hubo un crecimiento de la oferta. Como, por diversos motivos, la privatización se retrasó, en estos momentos afrontamos una situación en la cual la reserva está en el orden del 5%. Para resolver este problema se comenzó a incentivar a los clientes para que redujesen su consumo en las horas punta y lo aumentasen en las horas fuera de punta, y también para que ahorrasen energía. Como en las horas de punta el precio de la energía era dos veces y media más alto que en las horas fuera de punta, estas señales tarifarias fueron eficaces para incentivar a un mejor consumo de la energía eléctrica. Además, hubieron otras señales y otras acciones y, finalmente, una campaña de difusión para promover el ahorro de energía. Si bien se observa un crecimiento en el consumo de energía en el orden del 2 al 3% como consecuencia de estas medidas, para los próximos años se esperan tasas más normales del orden del 6% al 7%. Para resolver integralmente el problema se ha reactivado la privatización que fue retrasada por el gobierno. Esta privatización está siendo realizada en el corto plazo con compromisos de inversión, previéndose para el año 1996 unos 400 megavatios adicionales de nueva oferta en el sistema. Otro problema que hemos detectado es que, si bien el sistema se basa en el libre mercado y el precio regulado está un poco dirigido por el precio de los clientes libres, ni estos ni las empresas están acostumbrados a negociar tarifas. Aquí también hemos hecho una tarea de promoción entre los clientes libres grandes que consistió en hacerles ver que ellos tienen la posibilidad de entrar en el negocio o que un tercero con compromisos de compra por parte de ellos puede ingresar al sistema. Recuérdese que como el sistema es completamente abierto, cualquiera puede poner una planta eléctrica y solamente si usan recursos hidroeléctricos o hidrotérmicos, deben solicitar una concesión mediante un proceso muy simple. Para producir energía eléctrica con centrales termoeléctricas se solicita una autorización con un procedimiento muy sencillo y si en treinta días la autoridad no se pronunció se la da por concedida. Otra tarea pendiente es adaptar la normativa técnica del código eléctrico nacional, muy inflexible desde el punto

de vista técnico, para relacionarla con los criterios establecidos por la ley, en donde básicamente los principios son la seguridad y la calidad del servicio. Finalmente, estamos tratando de promover la electrificación en áreas no atractivas para la inversión privada pero sin apartarnos del marco legal establecido que se basa en el libre mercado, la competencia y la participación privada, y enfrentando las dificultades geográficas. La geografía del país es muy accidentada y existen áreas bien diferenciadas con niveles de altitudes en la costa de 100 metros sobre el nivel del mar, hasta altitudes de 5.000 metros sobre el nivel del mar en las sierras andinas, para luego bajar en las selvas de la cuenca Atlántica. Aunque el promedio nacional de electrificación es del 45%, en la costa la electrificación supera fácilmente el 80%, es mucho menor en la sierras y prácticamente nulo en la selva.”

Australia: la creación de un mercado nacional.

Para Geoff Swier, en Australia el tema principal es la creación de un mercado nacional de la electricidad. En su opinión:

“...Este mercado, que incluirá a Victoria, New South Wales, South Australia y Queensland, habrá de servir al grueso de la población que está ubicada en la costa este y sudeste de Australia. No veo dificultades importantes para su creación ya que existe un amplio consenso entre las empresas de servicios públicos y los gobiernos de los estados involucrados. Por su parte, el gobierno Federal también promueve la creación del mercado. De todos modos, hay temas a ser resueltos como, por ejemplo, el hecho de que la Ley de Prácticas Comerciales no fue originalmente diseñada para regular el acceso abierto en una industria como la electricidad. Sin embargo, confío en que estos obstáculos serán resueltos y que tendremos un mercado nacional de la electricidad de categoría internacional en funcionamiento en 1997, en base a un acceso virtual en tiempo real.”

Complejidad y diversidad de la regulación del sector eléctrico en los Estados Unidos

Charles G. Stalon
Consultor en Regulación de Energía
Ex-integrante de la Comisión Federal de Regulación -FERC-
de Estados Unidos

Los valores políticos diseminados en los Estados Unidos, con bastantes excepciones, favorecen la dependencia de mercados competitivos siempre que pueda esperarse que la competencia produzca resultados eficientes. Sin embargo, desde hace ya unos años han crecido las opiniones en favor de sustituir la competencia por la regulación en el campo de la generación de energía. Recientemente, el debate se ha intensificado y es importante señalar que el éxito obtenido al desregular el gas en cuanto a la resultante reducción de precios, ha generado un cierto sentido de la urgencia, ya que muchos nuevos productores que dependen del gas natural y de la tecnología para la generación de ciclo combinado pueden producir energía a un costo unitario inferior que muchos de los servicios públicos, con sus costos y centrales incluidos.

Modelos de organización y propuestas de cambio de normas.

Los dos modelos más ampliamente apoyados para organizar la comercialización dentro de las áreas de control son el modelo del "POOLCO" y el modelo de comercialización bilateral. Mientras existen varias versiones de cada uno, es justo decir que pienso que, quienes proponen ambos modelos, se anticipan al hecho de que los usuarios lograrán la libertad de elegir sus proveedores en forma bastante rápida. Desde mi punto de vista, este debate está progresando en forma bastante constructiva y en muchas formas California y, hasta cierto punto, Nueva York, están encabezando este proceso. Gran cantidad de legislaturas de los estados han designado comités para considerar su papel en este proceso y la Comisión Federal de Regulación de la Electricidad (FERC) tiene pendiente lo que denominamos una notificación de propuesta sobre la elaboración de normas. En la jerga regulatoria esto quiere decir que la agencia dice que tiene una norma que piensa promulgar y le gustaría que se la considere y se le diga cómo piensan que debe modificarse, qué gusta y qué no gusta de la misma. Sin embargo, en este caso en particular, casi nadie cree que esta notificación de propuesta sobre la elaboración de normas emitida por el FERC ha de ser implementada. Lo que sí observan es una Comisión Federal de Regulación de la Electricidad que se toma muy seriamente el hecho de incorporar cambios, sabe que dichos cambios deben efectuarse, y al efecto ha emitido esta notificación.

Crear y preservar un sistema de gobernabilidad para las redes.

Sin embargo, hay otro debate sobre el cual quiero concentrarme pese a que se encuentra rezagado respecto del anterior y que se refiere a cómo crear y preservar un sistema de gobernabilidad para las operaciones en red, a fin de asegurar que se puedan crear y preservar las condiciones necesarias para una competencia eficiente o un sector de generación desregulado. Para desarrollar este tema podría tomar un comentario que me hizo un participante de una conferencia hace aproximadamente dos meses. Me dijo que el hecho de crear un “pool” sobre el modelo del sistema de Gran Bretaña parece ser una tarea compleja pero fácilmente manejable. Pero que, en cambio, crear un sistema en el que tengamos un conjunto de “POOLCOs” que deban interactuar dentro de un sistema interconectado puede resultar una tarea terriblemente difícil para la industria estadounidense. Podría ser todavía más complejo aún: quizás nuestra tarea no sea meramente crear un sistema de gobernabilidad para media docena o una docena de “POOLCOs” que interactúan entre ellas. En un sistema de gobernabilidad, puede resultar que tengamos que crear un sistema de gobernabilidad que permita media docena de versiones diferentes de modelos de “POOLCOs” y media docena de versiones diferentes del modelo bilateral, todo dentro de una red interconectada para funcionar en forma eficiente.

Diversidad de la industria y del sistema de regulación.

Para explicar la importancia del comentario anterior es necesario describir brevemente la diversidad de la industria de la energía eléctrica y del sistema de regulación. No tenemos simplemente un regulador federal denominado la Comisión Federal de Regulación de la Electricidad, sino que también tenemos otros reguladores federales. Hay 50 reguladores de estado, de los cuales 48 estuvieron involucrados como parte de las redes de integración continental, pero también tenemos muchos reguladores locales. Por ende, tenemos un sistema de regulación muy complejo pero que ha jugado un papel de vital importancia en el pasado en la creación del sistema de gobernabilidad que aseguró el funcionamiento de las redes. Se trata de un sistema de auto-generación que han creado las empresas de servicios públicos a través de los años. Ese, en particular, es el sistema que nos gustaría y necesitamos reemplazar a medida que reasignamos la división de la tarea regulatoria entre los reguladores federales y de los estados.

Dimensión del sistema.

Los aproximadamente 700.000 megawatts de capacidad se dividen entre las 250 diferentes empresas de servicios públicos que son propiedad de los inversores. Esa cantidad es un poco engañosa, ya que las unidades importantes deben ser un poco menos de 200. Muchas de estas 250 han sido creadas por generadores recientemente incorporados bajo la Ley de Políticas Regulatorias de las Empresas de Servicios Públicos (Public Utilities Regulatory Policies Act) y no son empresas tradicionalmente integradas en forma vertical. También tenemos casi 2.000 empresas de servicios públicos de propiedad del Estado. La mayoría son de las municipalidades,

unas pocas de los estados, otras pertenecen a los distritos. Hay diez empresas de servicios públicos federales y 941 cooperativas. A menudo las cooperativas se han unido en una supercooperativa con las municipales y con otras para crear empresas de generación y transmisión. A pesar de ello, debe señalarse que el 7,9% de las empresas -las de propiedad de los inversores- produce alrededor del 75% de la energía del país. Estas empresas no sólo dominan claramente el proceso de producción sino que también controlan el sistema de gobernabilidad de la industria en sí.

Integración versus desintegración vertical.

Una forma útil de visualizar el debate en los Estados Unidos es contrastar dos puntos de vista sobre la industria. Las culturas corporativas han apoyado durante décadas un modelo de funcionamiento compuesto por empresas coordinadas integradas verticalmente, donde cada empresa genera la energía en sus propios generadores, la transmite a sus propias líneas de transmisión, la distribuye a sus propias líneas de distribución, y a sus propios clientes a quienes otorgó franquicias. Aún en áreas en que están integrados los sectores público y privado, hemos tenido integración vertical por medio de un contrato a largo plazo. Este es el sistema que hemos heredado.

En contraposición, en los últimos quince años hemos desarrollado un punto de vista alternativo que aparenta ser mucho más útil. Existe un conjunto de generadores que produce alrededor de la mitad de la capacidad de casi 700.000 megawatts, más otros casi 100.000 megawatts en Canadá. Ellos están integrados en unas redes gigantes de transmisión interconectadas. Los generadores alimentan la energía a la red, las empresas de distribución la toman y la confiabilidad es una función de la carga de grandes números así como de la robustez del sistema interconectado.

Estos dos puntos de vista son de algún modo conflictivos para el apoyo a las agencias regulatorias. Además, argumentaría que parte del problema que vemos en los Estados Unidos es que la mayoría de las agencias regulatorias, a nivel de los estados, han sido fuertemente inducidas a pensar en términos corporativos y de integración vertical. Es su empresa de servicios públicos y su estado lo que están regulando y les gusta ver que sus generadores produzcan energía para sus clientes. Por lo tanto, les agrada la idea de perpetuar esa imagen de la industria. Sin embargo, dicha imagen no coincide con la realidad desde hace bastante tiempo. Para ilustrar esto un poco más es necesario que me refiera a la complejidad del sistema regulatorio que hemos creado y que ahora estamos tratando de recrear.

“...Parte del problema que vemos en los Estados Unidos es que la mayoría de las agencias regulatorias, a nivel de los estados, han sido fuertemente inducidas a pensar en términos corporativos y de integración vertical. Es su empresa de servicios públicos y su estado lo que están regulando y les gusta ver que sus generadores produzcan energía para sus clientes. Por lo tanto, les agrada la idea de perpetuar esa imagen de la industria. Sin embargo, dicha imagen no coincide con la realidad desde hace bastante tiempo.”

Evolución y complejidad del sistema de regulación.

La regulación económica de la industria de servicios públicos de la electricidad en los Estados Unidos se inició con una regulación municipal. Los primeros generadores eran generadores directos de corriente que servían pequeñas áreas de grandes ciudades y, lógicamente, la municipalidad realizó la regulación. A fin de que la empresa de servicios públicos funcionara adecuadamente debía tener acceso a calles y callejones y a sus derechos, por lo que la relación simbiótica entre las empresas de servicios públicos y la municipalidad resultaba un ingrediente esencial. Es importante enfatizar que, en ese ambiente, cada empresa de servicios públicos o al menos cada ciudad era en realidad una isla. No existía una coordinación específica entre las empresas de servicios públicos. La legitimidad de la regulación municipal se esfumó con el cambio a corriente alterna y la interconexión entre ciudades. Las ciudades perdieron legitimidad como reguladores económicos, por lo que en la primera década del siglo XX casi todos los estados crearon un sistema de regulación que no reemplazaba sino que complementaba la regulación municipal. Hay unas pocas ciudades en los Estados Unidos, por ejemplo Nueva Orleans, que tiene un cuerpo de regulación muy vigoroso que gobierna la Empresa de Servicios Públicos de Nueva Orleans. Hay Concejos Municipales que todavía regulan las empresas de servicios públicos municipales, que aún ejercen ciertos poderes, según el estado. Por ende, todavía tenemos este legado de regulación municipal con la imposición de una regulación del estado para complementarla.

“La regulación económica de la industria de servicios públicos de la electricidad en los Estados Unidos se inició con una regulación municipal. Los primeros generadores eran generadores directos de corriente que servían pequeñas áreas de grandes ciudades y, lógicamente, la municipalidad realizó la regulación. A fin de que la empresa de servicios públicos funcionara adecuadamente debía tener acceso a calles y callejones y a sus derechos, por lo que la relación simbiótica entre las empresas de servicios públicos y la municipalidad resultaba un ingrediente esencial. Es importante enfatizar que, en ese ambiente, cada empresa de servicios públicos o al menos cada ciudad era en realidad una isla. No existía una coordinación específica entre las empresas de servicios públicos. La legitimidad de la regulación municipal se esfumó con el cambio a corriente alterna y la interconexión entre ciudades. Las ciudades perdieron legitimidad como reguladores económicos, por lo que en la primera década del siglo XX casi todos los estados crearon un sistema de regulación que no reemplazaba sino que complementaba la regulación municipal. (...) Por ende, todavía tenemos este legado de regulación municipal con la imposición de una regulación del estado para complementarla. Ese sistema también comenzó a desmoronarse en la década de 1920, a medida que la tecnología de la transmisión empezó a conectar áreas más y más grandes. A medida que las empresas de servicios públicos se interconectaban a fin de compartir reservas y explotar las economías de escala en el campo de la generación, se dieron cuenta que era necesario “sacrificar parte de su soberanía”, pues si 2 empresas de servicios públicos se interconectan deben llegar a algún tipo de acuerdo. (...) Por lo tanto, en la década del '30 presenciamos el surgimiento de lo que se llamó la Regulación Federal. La Regulación Federal fue muy cuidadosamente diseñada para complementar y fortalecer la regulación de los estados. No fue diseñada para reemplazar la regulación de los estados. Como consecuencia, terminamos con un sistema de regulación federal que cumplía ciertas funciones, una regulación de los estados que cumplía otras funciones, y una regulación municipal con todavía otras funciones. Esta división de la tarea regulatoria aún existe y es obvio que no podrá permanecer mucho más tiempo sin ser modificada.”

Ese sistema también comenzó a desmoronarse en la década de 1920, a medida que la tecnología de la transmisión empezó a conectar áreas más y más grandes. A medida que las empresas de servicios públicos se interconectaban a fin de compartir reservas y explotar las economías de escala en el campo de la generación, se dieron cuenta que era necesario «sacrificar parte de su soberanía», pues si dos empresas de servicios públicos se interconectan deben llegar a algún tipo de acuerdo. ¿Cuál de ellas ha de preservar el reloj? ¿Cuáles serán las obligaciones para controlar los flujos de energía que inadvertidamente entran y salen de los diferentes territorios? A medida que se fueron interconectando tres y luego cuatro y luego cinco empresas de servicios públicos a través de la línea de un estado, fue obvio que los reguladores del estado estaban experimentando la misma pérdida de legitimidad que habían sufrido con anterioridad los reguladores municipales.

Por lo tanto, en la década del '30 presenciamos el surgimiento de lo que se llamó la Regulación Federal. La Regulación Federal fue muy cuidadosamente diseñada para complementar y fortalecer la regulación de los estados. No fue diseñada para reemplazar la regulación de los estados. Como consecuencia, terminamos con un sistema de regulación federal que cumplía ciertas funciones, una regulación de los estados que cumplía otras funciones, y una regulación municipal con todavía otras funciones. Esta división de la tarea regulatoria aún existe y es obvio que no podrá permanecer mucho más tiempo sin ser modificada.

Hay tres disposiciones de la ley federal que son de suma importancia en el debate actual. Una de esas disposiciones le brinda al Gobierno Federal, a los reguladores federales, la facultad de controlar las tasas a las que se transmitirá la energía eléctrica entre estados. Una concesión limitada de autoridad pero decisivamente importante en el debate actual. En cuanto a la segunda disposición, la ley federal dice que no importa de qué modo los Tribunales interpreten esta disposición, la misma se extenderá únicamente a aquellas áreas que no están reguladas por los estados. Con anterioridad, la Suprema Corte había aclarado muy bien que los estados no tenían autoridad alguna para regular las transacciones entre estados. Pero la redacción tiene un sabor a aquellos tiempos en que la Regulación Federal estaba concebida como una regulación mínima. Debía hacer sólo lo que no podían asumir los estados. La segunda disposición de la ley es una aseveración explícita de que los reguladores federales no tienen autoridad alguna - excepto en caso de una emergencia y salvo para ciertos fines muy especiales- para decirle a una empresa de servicios públicos que construya una línea de transmisión o que construya un generador. La autoridad federal no se extiende como para ordenar las construcciones de activos o planificar los mismos. Esta facultad es exclusiva de los estados. De todas maneras, el gobierno federal puede ordenar interconexiones entre empresas de servicios públicos bajo ciertas circunstancias, y lo ha hecho ocasionalmente. La tercera disposición establece que los reguladores federales no tienen absolutamente ninguna jurisdicción sobre empresas de servicios públicos federales o municipales o estatales. Su jurisdicción se extiende sólo a las empresas de servicios públicos, propiedad de los inversores.

Por lo tanto, nos encontramos con un sistema increíblemente complejo y fragmentado, donde algunas facultades se encuentran a nivel de ciudades, otras a nivel de los estados, y otras a nivel federal. Además, aquellas a nivel federal se encuentran fragmentadas ya que se le otorgó a

otras agencias gubernamentales facultades regulatorias respecto de las empresas de servicios públicos federales y, hasta cierto punto, respecto de las empresas de servicios públicos propiedad de cooperativas. Por ende, entonces, tenemos una estructura de regulación muy compleja que puedo resumir de la siguiente manera: el regulador federal existente, la Comisión Federal de Regulación de la Energía (FERC), no tiene poder para exigir que una empresa de servicios públicos construya una línea de transmisión, no tiene poder para otorgar el dominio a una empresa de servicios públicos que quiera construir una línea de transmisión y no tiene autoridad como para dar la aprobación ambiental a una empresa de servicios públicos que quiera construir una línea de transmisión. Todos estos poderes se han conferido a los estados.

Impulso federal a la producción y distribución de energía.

Mientras creábamos este sistema muy complejo de regulación interdependiente, el Gobierno Federal también actuaba en otro sentido. Actuaba a fin de expandir la producción y distribución de la energía eléctrica por parte de empresas diferentes a las que son de propiedad de los inversores. Para dar una idea de los cambios rápidos en la industria luego de la década del '30, quizás recuerden que, como resultado de la Gran Depresión, hubo una reacción substancial contra los sistemas de mercado por lo se dio en los Estados Unidos un gran movimiento para extender la electrificación a las áreas rurales mediante la entrega de subsidios a las cooperativas. También se otorgaron grandes subsidios a las empresas de servicios públicos que fueran propiedad de las municipalidades o condados o distritos. Se les otorgaron privilegios especiales para adquirir energía de las empresas de servicios públicos federales, a un costo muy reducido. El Gobierno Federal les otorgó créditos a tasas de interés muy bajas, por lo que logramos crear un número enorme de empresas de servicios públicos, particularmente las cooperativas. También se crearon empresas federales muy grandes, como el "Water Power Administration" (Administración de Obras Sanitarias) y el "Tennessee Valley Authority" entre las más conocidas. Existe hoy en día un debate que no es decisivo para lo que está sucediendo en la industria de la electricidad, que se refiere a la privatización de las empresas federales. Sospecho que algunas de ellas serán privatizadas aunque sea en parte. Si se hace o no, no tiene mayor importancia en cuanto al formato general de la industria. Espero que se continúe con esta configuración. No hay razón para pensar lo contrario. Supongo que también habrá fusiones.

Necesidad actual de un sistema de gobernabilidad de las redes.

Acabo de describir la diversidad de la industria y del sistema regulatorio. Ahora bien, la realidad de la tecnología es que todas estas empresas deben coordinarse a través de redes interconectadas. Hay dos interconexiones gigantes en el continente americano. Una se puede llamar la interconexión Este que va desde el Océano Artico hasta el Golfo de México y desde el Océano Atlántico hasta la ladera este de las Montañas Rocosas. Probablemente tiene alrededor de 400.000 megawatts de capacidad. Alguna vez alguien denominó a esta interconexión como la maquinaria más grande jamás creada por el hombre. Todas las centrales en esta interconexión -salvo Quebec que decidió apartarse ya que no estaba dispuesta a cumplir las normas de

confiabilidad por lo que la única interconexión entre ella y el resto de Canadá y los Estados Unidos es a través de algunas líneas de corriente directas-, deben actuar como una red de corriente alterna sincronizada. Hay aproximadamente 100 ó más áreas de control en esta red. Por lo tanto, hay una necesidad desesperada por tener un sistema de gobernabilidad pero el Gobierno Federal no le otorgó facultades al regulador federal como para crearlo.

La Suprema Corte de Justicia le denegó autoridad a los estados para controlar dicho mecanismo de gobernabilidad, por lo que la industria desarrolló su propio mecanismo de gobernabilidad. Se comenzó simplemente con comités de cooperación entre las empresas de servicios públicos interconectadas. A medida que creció el sistema, los comités se agrandaron hasta que todas las empresas en el área de control o en el área de «pool» terminaban trabajando juntas, en coordinación con otras. El punto importante de este sistema de autorregulación es que no está restringido por formas de organización legal. Su jurisdicción se extiende a las empresas municipales, a las de los estados, a las públicas y a todas las formas de empresas de servicios públicos. Más aún, su jurisdicción no está restringida por los límites de la ciudad o de los estados, ni aún por fronteras internacionales. Obsérvese que las empresas canadienses y las del Noroeste de México también se integran en estos sistemas.

La otra interconexión es la denominada Interconexión del Oeste que se extiende desde el Océano Ártico hasta la frontera con México e incluye el noroeste de México y se extiende desde la ladera este de las Montañas Rocosas hasta el Océano Pacífico. Es un área geográfica enorme y también es una red sincronizada de corriente alterna. Se realiza la comercialización en toda la red pero hay casi 100 áreas de control. Recuérdese que sólo en California hay 17 áreas de control y están trabajando con la esperanza de fusionarlas en una sola.

A fin de que el sistema funcione, deberán existir reglas en cuanto a la forma de comportarse de cada área. Un ejemplo simple: un flujo de corriente inadvertida de entrada y salida de cada uno de los sistemas. Uno de los primeros interrogantes que surge es: ¿cuáles son los requisitos para el equilibrio? ¿Se necesita, por ejemplo, que cada área de control pase por cero cada 10 minutos o cada 5 minutos o cada 8 minutos? Tienen que existir reglas. Si hay un flujo de energía inadvertida en la red dentro de un período dado... ¿se lo equilibra dentro de un plazo determinado o se lo equilibra con el tiempo? Alguien debe crear estas reglas y, en la actualidad, los reguladores gubernamentales no tienen la facultad para ello. Como dije, este sistema funcionó bastante bien y evolucionó hasta el gran apagón del noreste en el año 1965. Luego la Nación se enfrentó repentinamente con la crisis. Hubo gente atrapada durante horas en los ascensores en Nueva York. Si sucediera nuevamente habría un levantamiento en las calles de Nueva York y esto no se puede permitir.

En consecuencia, la idea es mejorar la confiabilidad del sistema y el mecanismo para lograrlo es trabajar sobre el sistema de gobernabilidad. El Gobierno actuó a fin de legitimar este sistema de regulación de la industria. Lo hizo mediante la creación de dos tipos de entidades. En primer lugar, dividió al país en nueve Consejos Regionales de Confiabilidad y cada uno de ellos se convirtió en un sistema de gobernabilidad para todas las áreas de control dentro de dicho sistema. Todas las empresas de servicios públicos participaron en este proceso decisorio.

Luego se creó la denominada Comisión Norteamericana de Confiabilidad en el campo de la electricidad como ente nacional de los Consejos Regionales de Confiabilidad. Por lo tanto, muchas de las áreas de discreción pueden ser manejadas por los Consejos de Confiabilidad que pueden incluir media docena de estados. Por otro lado, podrán incluir casi todas las interconexiones del oeste.

La competencia erosionó la autoregulación anterior.

Este sistema de gobernabilidad ha funcionado lo suficientemente bien como para estar en condiciones de definir las normas. Las decisiones en cuanto a lo que constituye el gasto adecuado de las reservas, lo que constituyen normas correctas de funcionamiento de la red, lo que constituyen reservas instaladas adecuadas y comportamiento adecuado del sistema de control, las toman las propias empresas de servicios públicos dentro del sistema de auto-gobernabilidad. Sin embargo, el sistema no es bien comprendido pues las empresas se tomaron el trabajo de callarse sobre todo esto. Los reguladores lo comprendieron, el público entiende muy poco, los políticos también, y hoy en día tenemos las presiones competitivas que empiezan a erosionar el sistema. El sistema está dominado por las empresas de servicios públicos, propiedad de los inversores. Las empresas de servicios públicos propiedad de los inversores tienen un alto grado de integración y están dominadas por el interés en la generación. Allí radica su riqueza y allí es donde se encuentra la amenaza de pérdida. No sienten amenaza alguna de riesgo en sus activos de distribución o en sus activos de transmisión, pero se sienten en riesgo en cuanto a sus activos de generación y, por ende, ha existido una tendencia creciente en los Consejos Regionales de Confiabilidad a denegar el compromiso de manera de no herir los intereses de generación.

Este acuerdo de caballeros, bajo el cual literalmente ha funcionado el sistema durante 50 años, formal, explícita y abiertamente ha comenzado a desmoronarse desde hace 30 años. Se está desmoronando porque con anterioridad el sistema resolvió muy poco «wheeling of power», o sea la transmisión de energía entre empresas. Era realmente un sistema en el que cada empresa se comportaba como una isla interconectada con los que la rodeaban, a fin de compartir reservas y a veces comercializar energía. Como resultado del pronóstico equivocado de la década del '70, algunas empresas desarrollaron un excedente de capacidad substancial mientras que otras no lo hicieron así. Cuando en los '80 surgieron las oportunidades para comercializar la energía, la Comisión Federal de Regulación de la Energía la impulsó pero a menudo la transacción se daba entre dos empresas no cercanas entre sí. Entonces la Comisión Federal de Regulación de la Energía, junto con las empresas, creó una ficción regulatoria conveniente para manejar dicho comercio. Esa ficción regulatoria en que nadie creía, pero que simplificaba la contabilidad y la toma de decisiones, consistía en que, si el comprador y el vendedor podían trazar un camino a través del sistema de transmisión donde podía comerciarse sin infringir las normas de confiabilidad, entonces podía realizarse el comercio y la gente a lo largo de dicho camino sería compensada por sus servicios de transmisión. Aunque absurda, era una ficción regulatoria conveniente, y que funcionaba bien siempre que no hubiera casi comercialización. Pero también funcionó bien siempre que las empresas de servicios públicos verticalmente

integradas estuvieran siendo reguladas y obtuvieran una tasa de retorno suficiente sobre sus activos. Por lo tanto, el argumento fue que aunque el costo fuera injusto, los abonados lo habrían de pagar. No es dinero de los accionistas, no se rebajan los ingresos administrativos, por ende, a quién le habría de importar si esto se hacía con algún grado de precisión.

Pero de repente, en la década del '80 y cuando se empezó a incrementar el volumen del comercio, a la gente le comenzó a importar si se podía obtener ese derecho de transmisión o si se podía explotar el sistema de transmisión propio. Como consecuencia, cuando se reunía el Consejo Regional de Confiabilidad empezaron a surgir los conflictos sobre el uso del sistema de transmisión. El sistema de auto-gobernabilidad, que a las empresas siempre les gustó describir como un sistema totalmente voluntario, comenzó a caer. En realidad, el verdadero significado de voluntario es que no hay penalidades financieras por violar las reglas. En todo el sistema no existe una pena pecuniaria por violar las reglas.

Todo el sistema se construyó en base a la buena voluntad de los profesionales. La gente administraba el sistema, tenía un interés en común para hacerlo funcionar bien, se atenían a las reglas en casi todos los casos por lo que el sistema dio buenos resultados. Obviamente, hoy en día, cuando incorporamos más y más generadores competitivos al juego, lo que importa son las ganancias. Ellos no son parte de la vieja escuela. Como consecuencia surge la necesidad de aplicar multas a quienes violan las reglas y para ello entonces necesitamos un mandato del gobierno, una mayor participación directa del gobierno que la que existía en el sistema de auto-gobernabilidad.

Algunas conclusiones.

El primer punto que quisiera señalar es que, en la actualidad, no existe un cuerpo regulatorio gubernamental. No hay una Agencia Federal Canadiense, ni una Agencia Federal Mexicana, ni una agencia provincial o de los estados, ni una combinación de todas que tenga las facultades necesarias. Simplemente no existe. En realidad serán los reguladores federales de los Estados Unidos quienes van a actuar, pues no hay nadie más. Si proceden del mismo modo que con el gas, sospecho que lo podrán hacer funcionar, pues una de las cosas que nos dimos cuenta hace mucho tiempo atrás es que el cuerpo regulatorio tiene una fuerza considerable y abre el debate, plantea los argumentos, en cierto sentido difunde el tema. Luego el Congreso aprobará una ley de la noche a la mañana y se legitimará todo y seguiremos adelante.

Pero el objetivo no es eliminar el sistema de autorregulación. Habría que eliminar los intereses de generación y preservar el sistema de gobernabilidad creado y administrado por las empresas de transmisión. Existe también el planteo de fusionar verticalmente las empresas de transmisión, para convertirlas en unidades de transmisión cada vez más grandes de tal modo que luego podamos construir sobre ellas. Uno de los debates interesantes en los Estados Unidos es cuán grande deberán ser las unidades de transmisión y de qué modo se integra con ellas la estructura de gobernabilidad para preservar el orden en el sistema de comercialización. En ambos casos, tanto los proponentes del modelo de «POOLCO» como los proponentes del modelo bilateral,

en todas las versiones de dichos modelos, parecen estar de acuerdo en que tenemos y necesitamos tener un operador de sistema independiente quien asuma la responsabilidad de preservar la confiabilidad y, por ende, debe haber un sistema de gobernabilidad que coordine operadores de sistemas independientes colindantes.

Todos los problemas de gobernabilidad que describí anteriormente continúan existiendo hoy. ¿Podrán entonces los operadores de sistemas independientes ser las unidades básicas para el nuevo sistema de coordinación y podrá la autoridad del gobierno crear normas e imponer penalidades? Es un tema incierto. En pocas palabras, nos enfrentamos con tener que regular dos interconexiones gigantes. Podemos dejar que Quebec y Texas hagan lo que les plazca. Pero hay una sensación de que los dos problemas grandes son las dos interconexiones internacionales que deben coordinarse a través de alguna agencia que seguramente será creada por las mismas empresas.

Creo que estamos progresando muy lentamente en este aspecto del debate. En la actualidad todas las partes están tan obsesionadas con la forma en que quieren controlar la comercialización en su área de control, que están suponiendo para un futuro previsible que el sistema de control existente mantendrá encendidas sus luces y hará funcionar el sistema. Y esto no es más que un acto de fe, pues creo que todavía no hemos hecho un intento adecuado por resolver los problemas que lo afectan.

*Breve taxonomía de la experiencia
internacional en la regulación del sector eléctrico*

Intervención de Clausura

Breve taxonomía de la experiencia internacional en la regulación del sector eléctrico

Lic. Alberto E. Devoto
Vicepresidente del
Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)
Buenos Aires, Argentina

En nombre del Ente Nacional Regulador de la Electricidad, deseo agradecer a todos y cada uno de ustedes por haber hecho posible este Seminario Internacional sobre Reestructuración y Regulación del Sector Eléctrico. Durante este encuentro, hemos podido comparar las experiencias de transformación y reordenamiento del sector, analizar en profundidad los segmentos de generación, transmisión y distribución, e intercambiar opiniones respecto de los problemas de la regulación y de las posibles alternativas de solución que están siendo consideradas en cada uno de nuestros países. Más aún: a juzgar por la divertida caracterización de uno de nuestros “regulados” quien manifestó no haber visto antes en su vida tantos reguladores por metro cuadrado, creo que hemos causado una gran impresión. Bromas aparte, no tengo dudas de que este esfuerzo ha sido de gran utilidad para todos nosotros y de que también lo será para quienes en otros países decidan acometer la reestructuración del sector. Con ello en mente y a modo de clausura de nuestras deliberaciones, permitanme ofrecerles esta breve clasificación de las alternativas de solución ideadas para resolver los problemas regulatorios.

El Estado regulador.

En América latina, en la década de los '70, casi la totalidad de los servicios públicos estaban en manos de empresas públicas de propiedad estatal. Incluso, muchas veces, estos entes estatales formaban parte de un sistema más vasto de planificación relativamente centralizada. No obstante, aún cuando fue posible advertir las crisis que se avecinaban e intuir la dirección de los cambios que habrían de producirse más tarde en los '80 y los '90, no fue sencillo modificar la inercia de la maquinaria estatal e ir elaborando un nuevo rol para el Estado.

Ahora, cuando ya estamos definitivamente inmersos en las transformaciones, parece que el nuevo rol del Estado empieza a definirse solo. A partir de la necesidad de ejercer la regulación sobre las empresas privatizadas de servicios públicos, el Estado encuentra una nueva razón de ser, un rol definido, que es el que nos convoca en estos momentos y que hace a la existencia de los entes reguladores.

Promoción de la competencia y regulación.

Sin excepción, las experiencias de los reguladores participantes muestran una clara tendencia hacia facilitar y consolidar la competencia en todos los mercados y en todas las ocasiones que sea posible.

Esto se puede observar desde dos vertientes totalmente distintas. Tal como fue explicado por el Profesor David Newbery, tenemos por un lado a los países desarrollados que se caracterizan por el bajo crecimiento de la demanda, la necesidad de aumentar la eficiencia y la competencia, y que funcionan con un «mix» (mezcla) de actividad y propiedad privada y estatal. Por el otro lado, los países de menor desarrollo presentan una situación con alto crecimiento de la demanda, tarifas bajas, actividad y propiedad predominantemente estatal, y una consecuente subinversión. Desde estos dos extremos bastante diferentes, sin embargo, se ha ido confluendo hacia un mismo objetivo.

Tendencias convergentes en la generación.

Yendo ya más específicamente al caso de la **generación**, se observa que en algunos sistemas todavía conviven empresas integradas de generación y distribución, con otras empresas independientes. Este segmento es claramente una actividad competitiva. En Chile y Gran Bretaña, es un mercado de pocos generadores. En otros países hay más participantes y las condiciones de entrada no son totalmente similares. En algunos casos, como Argentina, Chile, y Gran Bretaña, hay entrada libre; en otros, como Australia y España, se requieren licencias.

En la mayoría de los casos existe un mercado mayorista «spot», excepto en España donde hay fijación de tarifa única. En muchos de los casos expuestos en el Seminario hay contratos físicos y financieros; en otros, sólo contratos financieros.

También son distintos los criterios de despacho, a pesar de que -insisto- hay un objetivo común. Prevalcen en algunos países criterios de despacho de costo marginal, como en Argentina, Chile, Colombia y Perú.

“...En algunos sistemas todavía conviven empresas integradas de generación y distribución, con otras empresas independientes. Este segmento es claramente una actividad competitiva. En Chile y Gran Bretaña, es un mercado de pocos generadores. En otros países hay más participantes y las condiciones de entrada no son totalmente similares. En algunos casos, como Argentina, Chile, y Gran Bretaña, hay entrada libre; en otros, como Australia y España, se requieren licencias. En la mayoría de los casos existe un mercado mayorista “spot”, excepto en España donde hay fijación de tarifa única. En muchos de los casos expuestos en el Seminario hay contratos físicos y financieros; en otros, sólo contratos financieros. También son distintos los criterios de despacho. Prevalcen en algunos países criterios de despacho de costo marginal, como en Argentina, Chile, Colombia y Perú. En otros, se utiliza el criterio de costo marginal pero acotado por ciertas prioridades nacionales en materia de política energética. Esto ha estado asociado a la situación de algunos recursos naturales, principalmente el carbón, en los casos de España y Gran Bretaña. Otra variante es el caso noruego, donde hay ofertas por bloques de energía. Hay además algunas sutiles diferencias respecto a la responsabilidad del despacho. Mientras que, en países como la Argentina y el estado de Victoria en Australia, hay una empresa independiente organizada y sin fines de lucro, en Chile existe un club de generadores, y en Noruega, Gran Bretaña y Colombia la responsabilidad está en manos del transportista.”

En otros, se utiliza el criterio de costo marginal pero acotado por ciertas prioridades nacionales en materia de política energética. Esto ha estado asociado a la situación de algunos recursos naturales, principalmente el carbón, en los casos de España y Gran Bretaña. Otra variante es el caso noruego, donde hay ofertas por bloques de energía.

Hay además algunas sutiles diferencias respecto a la responsabilidad del despacho. Mientras que, en países como la Argentina y el estado de Victoria en Australia, hay una empresa independiente organizada y sin fines de lucro, en Chile existe un club de generadores, y en Noruega, Gran Bretaña y Colombia la responsabilidad del despacho está en manos del transportista.

Insisto, una vez más, que más allá de estas pequeñas o sutiles diferencias en los esquemas organizativos, los países van convergiendo hacia objetivos comunes.

■ **Accesibilidad a la red.**

En el tema del **transporte** -que claramente es un monopolio natural en todos los casos- hay unanimidad de criterio respecto de que el acceso a la red sea en términos no discriminatorios. Creo que esta ha sido una de las grandes discusiones de los últimos tiempos y ha sido unas de las grandes conquistas que han adoptado los países en materia de transporte: el “open access”.

Por otra parte, cabe señalar que hay empresas de propiedad estatal en el sistema de transmisión como en los casos de España, Australia y Colombia, y transportistas privados como en Argentina, Chile y Gran Bretaña.

■ **Diferentes responsabilidades en materia de ampliación de la red.**

En Colombia y Gran Bretaña, la expansión de la red está a cargo del operador. En la Argentina y Chile es responsabilidad de los privados -aunque en Chile existe orientación estatal en la materia- en tanto que en Australia, el operador y los privados son los que tienen a su cargo la expansión.

Por otra parte, Australia y la Argentina se distinguen del resto porque no han incluido las ampliaciones dentro de la tarifa, cosa que en el resto de los modelos analizados o expresados sí se ha hecho. Algunos tienen en cuenta el costo de reemplazo o de reposición de los

“...En Colombia y Gran Bretaña, la expansión de la red está a cargo del operador. En la Argentina y Chile es responsabilidad de los privados -aunque en Chile existe orientación estatal en la materia- en tanto que en Australia, el operador y los privados son los que tienen a su cargo la expansión. Por otra parte, Australia y la Argentina se distinguen del resto porque no han incluido las ampliaciones dentro de la tarifa, cosa que en el resto de los modelos analizados o expresados sí se ha hecho. Algunos tienen en cuenta el costo de reemplazo o de reposición de los equipos. Respecto del pago del peaje, en algunos casos es efectuado sólo por los generadores, en otros por los usuarios, y en otros casos por usuarios y generadores.”

equipos. Respecto del pago del peaje, en algunos casos es efectuado sólo por los generadores, en otros por los usuarios, y en otros casos por usuarios y generadores.

■ Planificación de la red.

Aquí hemos visto modelos con planificación, si bien siempre indicativa, y por otro lado el caso argentino, donde de alguna manera no está prevista la planificación del sistema de red. Dentro de los casos de planificación existen variantes de planificación centralmente organizada, como en España y Australia, mientras que en Gran Bretaña y Colombia la planificación es realizada por el operador. De manera que en este caso hay mucho aún por discutir para arribar a cierta convergencia.

■ Distribución regulada.

Con la interesante excepción de Suecia, en todos los esquemas regulatorios la **distribución** está separada de las demás actividades. No obstante, en todos los casos es una actividad regulada.

En materia de tarifas, tenemos dos posibilidades, o tres si contamos la variante española. En la mayoría de los casos se utiliza la fórmula del costo fijo más el costo variable. Gran Bretaña tiene el sistema «rpi-x», que además no se basa en la longitud de los tramos. Y España tiene costos estándar.

Por otra parte, no todos los países tienen penalidades por incumplimiento de las normas de calidad. No obstante, en todos los casos, hay obligación de abastecer la demanda realizando las ampliaciones necesarias, o sea que, en materia de distribución el «common carrier» es lo común y el elemento unificador de todos los sistemas que hemos visto.

Por último, en este segmento, algunos países como España y Colombia conviven empresas estatales con empresas de iniciativa privada. Es evidente, entonces, que hay todavía una gran unidad en la diversidad.

■ Cambios en la comercialización.

En el mercado minorista visto como actividad competitiva, hay una tendencia a separar la comercialización de la operación y mantenimiento de las redes. Se distingue entre clientes libres y clientes regulados con topes que se van modificando en el tiempo. Así muchos países, como Gran Bretaña, han pasado de 10 Megawatts a 100 Kw. Otros países están previendo liberar totalmente a los usuarios para disponer de la fuente de abastecimiento. Gran Bretaña prevé hacerlo hacia 1998. En este sentido, en el caso argentino hemos señalado la preocupación por la relativa falta de contratos, porque el complemento, el lugar de este tipo de problemas es la existencia de una gran cantidad de contratos.

Desafíos futuros considerados y debatidos.

Una de las tantas conclusiones preliminares que surgen de este Seminario es que en la generación las cuestiones a resolver se refieren a cómo promover o cómo incentivar la promoción de la competencia. También emergió con claridad en las exposiciones de Chile y Gran Bretaña el tema de la incertidumbre acerca de futuras inversiones en generación, y ello fue planteado con bastante precisión en el caso argentino.

En materia de transporte, los dos «issues» quizás más importantes son los problemas de la planificación y ampliación de la red. Tanto en el caso de la Argentina como del estado de Victoria, en Australia, la ampliación de la red está ofreciendo desafíos importantes. En particular, porque son los únicos casos donde la ampliación no está incluida en la tarifa y, en consecuencia, es una respuesta que se espera del mercado.

En distribución encontramos los problemas derivados de auditar los costos y de la regulación basada en el desempeño. En el caso del mecanismo de “price cap”, la cuestión de cómo acertar en la forma de establecer el valor de «x» para incentivar la eficiencia es un tema muy importante.

Un tema que creo nos ha unido a todos los aquí presentes en materia de distribución son las asimetrías de información entre los reguladores y las empresas.

Desafíos futuros pendientes de debate.

Hasta aquí, las conclusiones se refieren a algunos de los temas que hemos desarrollado en este Seminario. Pero, sin duda, existen otros asuntos que no estaban incluidos en el temario y que deberán ser objeto de debate impostergablemente. Aprovechemos esta oportunidad, para cuando menos dejarlos enunciados.

Un tema es el impacto de los cambios tecnológicos en el sector. Si bien no tienen la velocidad ni la espectacularidad que en otros servicios, como la telefonía por ejemplo, deberíamos estar previendo de alguna manera el aumento en la eficiencia de determinadas máquinas térmicas, la velocidad con que en la actualidad estas máquinas se construyen, etc....

“...Deberíamos estar previendo de alguna manera el aumento en la eficiencia de determinadas máquinas térmicas, la velocidad con que en la actualidad estas máquinas se construyen, etc.... Se ha dicho que, en algún momento, estas máquinas se van a encargar por catálogo y van a venir por correo. Esas son ya algunas señales tecnológicas que como reguladores tenemos también la obligación de ir previendo porque pueden introducir cambios sustanciales en el funcionamiento del mercado. Si bien se han hecho referencias tangenciales, los problemas ambientales han de ser objeto de creciente consideración. No solamente por los temas de generación o emisiones gaseosas en determinadas centrales de generación. Electricité de France, por ejemplo, ya está teniendo problemas para el tendido de redes de alta tensión que son duramente objetadas por los ambientalistas. De manera que, es posible que en un futuro no muy lejano y al costo que ustedes se imaginan, haya que empezar a pensar en líneas subterráneas de transmisión de alta tensión. Por último, tampoco hemos considerado los aspectos institucionales de la regulación. Aunque la base de los marcos regulatorios en los cuales todos los aquí presentes nos tenemos que desenvolver fue tratada, se debería tratar más a fondo en futuras oportunidades la cuestión de la jurisdiccionalidad. Surgen numerosos inconvenientes debido a la superposición de regulaciones, entre las esferas nacional, estadual y municipal.”

Decía muy bien nuestro representante que, en algún momento, estas máquinas se van a encargar por catálogo y van a venir por correo. Esas son ya algunas señales tecnológicas que como reguladores tenemos también la obligación de ir previendo porque pueden introducir cambios sustanciales en el funcionamiento del mercado.

Si bien se han hecho referencias tangenciales, los problemas ambientales han de ser objeto de creciente consideración. Los problemas ambientales son motivo de preocupación permanente en todos los órdenes y el sistema eléctrico, desde ya, no va a estar ajeno. No solamente por los temas de generación o emisiones gaseosas en determinadas centrales de generación. Días pasados me comentaba un alto directivo de Electricité de France, que esta empresa ya está teniendo problemas para el tendido de líneas, el tendido de redes de alta tensión que son duramente objetadas por los ambientalistas. De manera que, es posible que en un futuro no muy lejano y al costo que ustedes se imaginan, haya que empezar a pensar en líneas subterráneas de transmisión de alta tensión.

Por último y para culminar esta sintética clasificación, debe mencionarse que tampoco hemos considerado los aspectos institucionales de la regulación. Sin duda, el substrato institucional, la base de los marcos regulatorios en los cuales todos los aquí presentes nos tenemos que desenvolver fue tratada. Pero se debería tratar más a fondo en futuras oportunidades la cuestión de la jurisdiccionalidad. Surgen numerosos inconvenientes debido a la superposición de regulaciones, entre las esferas nacional, estadual y municipal. Estas superposiciones suelen generar cierto grado de colisión entre distintas autoridades que ejercen la acción reguladora.

Copyright 1997, by Ente Nacional Regulador de la Electricidad
Av. Eduardo Madero 1020, 10°Piso - 1106 Buenos Aires
Queda hecho el depósito que marca la ley 11.723
Impreso en la Argentina

ISBN: 987-96385-0-6

Esta tirada de 500 ejemplares
se terminó de imprimir en
Talleres Gráficos Leograf S.R.L., Rucci 408,
Valentín Alsina, en mayo de 1997