

**173**

**INTRODUCIENDO LA COMPETENCIA EN LAS  
INDUSTRIAS DE REDES REGULADAS: DE  
LAS JERARQUÍAS A LOS MERCADOS EN  
EL SECTOR DE LA ELECTRICIDAD**

**Paul L. Joskow  
Diciembre, 1999**

DOCUMENTO DE TRABAJO 173  
<http://www.pucp.edu.pe/economia/pdf/DDD173.pdf>

Departamento de Economía  
Pontificia Universidad Católica del Perú

Impreso en el Perú  
Diciembre, 1999

Diseño de la carátula: Cynthia Monge

**INTRODUCIENDO LA COMPETENCIA EN LAS INDUSTRIAS DE  
REDES REGULADAS: DE LAS JERARQUÍAS A LOS MERCADOS  
EN EL SECTOR DE LA ELECTRICIDAD**

**Paul L. Joskow**

**RESUMEN**

Este ensayo examina las características de la industria de energía eléctrica y analiza desde una perspectiva institucional los retos del crecimiento de la competencia en la oferta de generación. A pesar de que el sector evolucionó con monopolios regulados o de propiedad gubernamental, la institución del monopolio regulado crea su propio costo; existe un dilema entre los costos asociados a los monopolios regulados y los beneficios de la coordinación de operaciones y de inversión dentro de las jerarquías industriales vertical y horizontalmente integradas. A nivel mundial se ha impuesto la visión de que los costos de estas formas organizacionales exceden los beneficios, por lo cual se están implementando reformas estructurales y regulatorias para promover la competencia en la oferta de generación.

**ABSTRACT**

This paper reviews the main attributes of the electric sector and analyses from an institutional perspective the challenges of increasing the generation supply. Although the sector evolved with regulated monopolies, this institution creates its own costs; there is a trade of between the costs that come from the regulated monopolies and the benefits that come from the coordination of the operations and investment decisions among the vertical and horizontal industrial hierarchies. The vision that the costs of this organizational forms exceed the benefits, is worldwide accepted. For this reasons structural and regulatory reforms are been implemented in order to promote competition among the generation supply.

**INTRODUCIENDO LA COMPETENCIA EN LAS INDUSTRIAS DE  
REDES REGULADAS: DE LAS JERARQUÍAS A LOS MERCADOS  
EN EL SECTOR DE LA ELECTRICIDAD\***

Paul L. Joskow

Este ensayo examina los atributos tecnológicos, económicos y organizacionales de la industria de energía eléctrica y analiza, desde una perspectiva institucional comparativa, los retos que debe enfrentar para expandir la competencia en la oferta de servicios de generación. La evolución de las formas organizacionales de los sectores de energía eléctrica en el mundo, que están caracterizadas por la integración vertical y horizontal y por los acuerdos multilaterales, puede entenderse como el uso de arreglos organizacionales potencialmente eficientes que lidian con la integración vertical y los problemas de externalidades intrínsecos de las modernas redes de electricidad de corriente alterna. En consecuencia, el sector evolucionó con monopolios regulados o de propiedad gubernamental, con limitadas oportunidades para la competencia. Sin embargo, la institución del monopolio regulado crea su propio costo; existe un dilema entre los costos asociados a los monopolios regulados o de propiedad gubernamental y los beneficios de la coordinación de operaciones y de inversión dentro de las jerarquías industriales vertical y horizontalmente integradas. En los diversos países del mundo gradualmente se ha impuesto la visión de que los costos de estas formas organizacionales exceden sus beneficios, por lo cual se están implementado reformas estructurales y regulatorias para promover la competencia en la oferta de servicios de generación, al mismo tiempo que se crean nuevas formas organizacionales para mantener eficientes relaciones de coordinación de corto plazo entre las generadoras y las redes para manejar las restricciones de las redes, así como para internalizar las externalidades de las mismas. Asimismo, se discuten aspectos relacionados al diseño de nuevas formas organizacionales que faciliten la competencia eficiente entre generadoras y reduzcan el ámbito de la regulación. Finalmente, en este artículo se examinan enfoques alternativos en EEUU, Europa y otros países.

---

\* Publicado originalmente en *Industrial and Corporate Change*, Volumen 5, Número 2, 1996. Se agradece de manera especial el financiamiento de esta investigación por el Centro de Investigación Política para la Energía y el Medio Ambiente del MIT.

## I. INTRODUCCIÓN

Durante la década pasada hubieron cambios drásticos en la estructura industrial, en las formas de propiedad y en la regulación de los sectores de transmisión y distribución de las telecomunicaciones, de la energía eléctrica y del gas natural en muchos países desarrollados y en vías de desarrollo (Joskow y Noll, 1994; Armstrong et al, 1994). Las reformas se están difundiendo rápidamente en otros países que ya empezaron con ellas, se están extendiendo a otros. En EEUU, las ventas de estos sectores representan aproximadamente US\$ 400 billones por año. Los cambios que van dándose en estos sectores tradicionalmente considerados “monopolios naturales” constituyen una de las más drásticas transformaciones dadas por los gobiernos en el último siglo con respecto a las jerarquías industriales vertical y horizontalmente integradas. Estas jerarquías están siendo reemplazadas por formas organizacionales que descansan más en el funcionamiento del mercados, en arreglos de propiedad verticales y horizontales más difundidos y en mecanismos alternativos que regulen a segmentos de las industrias en los que las características de monopolio natural sean más fuertes<sup>1</sup>.

Las discusiones respecto a las reformas en estos sectores se centran en tres grandes grupos de problemas interrelacionados: privatización, reestructuración y reforma regulatoria. No obstante la dificultad de enfocar uno de los problemas sin considerar los otros, en este ensayo se enfatizan los aspectos de reestructuración y se asume que las empresas son firmas privadas reguladas o que la privatización ha acompañado la reestructuración. El interés particular consiste en examinar los temas asociados a las formas organizacionales y “descentralizadas” que son alternativas y pueden reemplazar las tradicionales decisiones de operación e inversión tomadas a través de las integraciones horizontales y verticales. Estos aspectos serán examinados con mayor detalle a través del estudio de los sistemas de reestructuración de la oferta de electricidad en diferentes economías. Sin embargo, debe señalarse que problemas similares surgen en los sectores de

---

<sup>1</sup> Algunos de los temas discutidos más adelante se refieren a las reformas en el sector de ferrocarriles y, en menor grado, a las reformas en otros sectores del transporte en otros países. Estos sectores no se discutirán aquí.

teléfono, gas natural, transporte y ferrocarriles. Estos problemas de reestructuración son interesantes al menos por tres razones.

Primero, en estas industrias generalmente quedan uno o más niveles horizontales que son monopolios naturales y que continuarán sujetos a la regulación o a formas alternativas de control gubernamental. Más aún, es necesario el acceso apropiado a los servicios dados por estos segmentos para facilitar la competencia en los otros niveles. Sin embargo, a veces existen complejas complementariedades en costos y operaciones entre los oferentes que toman decisiones de inversión y operación en los segmentos horizontales potencialmente competitivos y los operadores de uno o más de los segmentos de monopolio regulado. Los segmentos de monopolio natural tienen atributos de “redes integradas” lo cual hace que algunos de los servicios que ellos proveen sean bienes públicos y que los derechos transables, sean difíciles de definir y hacer cumplir, creando problemas de externalidades y “free riders”. En el caso de la electricidad, la confiabilidad física del sistema requiere que la oferta y la demanda estén balanceadas sujeto a complejas restricciones en tiempo real, haciendo, de este modo, extremadamente difícil confiar plenamente en los derechos de propiedad transables y las transacciones de mercado para asignar eficientemente los recursos. A medida que estas industrias evolucionaron, las interacciones entre los niveles horizontales generalmente se manejaban dentro de las organizaciones por medio de la interacción vertical. Las interdependencias especiales eran manejadas tanto dentro de las organizaciones de integración horizontal como a través de acuerdos multilaterales cooperativos entre operadores de redes interconectadas. Una vez que la integración vertical pasa a ser la norma que gobierna las relaciones verticales, el monopolio natural en un nivel horizontal (p.e. transmisión) generalmente produce un monopolio en otros niveles horizontales (p.e., generación),.

La reestructuración para promover la competencia a uno o más niveles horizontales necesariamente debe incluir, al menos, la separación vertical parcial entre los segmentos potencialmente competitivos y los segmentos de monopolio natural. Esto, a su vez, necesariamente requiere una cuidadosa consideración de los atributos de los arreglos organizacionales alternativos basados o no en el mercado, que descentralicen las relaciones verticales, que habían sido previamente gobernadas por mecanismos de asignación interna

dentro de las organizaciones verticalmente integradas. Debido a que los segmentos de monopolio natural generalmente continúan siendo sujetos de regulación y proveen “servicios esenciales” para sostener la competencia en los sectores competitivos relacionados, la naturaleza de la regulación asociada es de gran importancia para el desempeño del sistema en su conjunto.

Segundo, debido a que los términos y condiciones de acceso a los segmentos de monopolio natural de estas industrias afectan el comportamiento y el desempeño de los participantes en los segmentos competitivos que descansan en ellos, las relaciones de propiedad y de control entre oferentes, en los niveles competitivo y monopólico complementario, tienen efectos potencialmente importantes en la intensidad de la competencia en los segmentos competitivos. Una firma que posee y controla los segmentos monopólicos regulados y que busca también participar en los segmentos competitivos, puede estar ventajosamente apta para restringir o discriminar el acceso de sus competidores a los niveles competitivos. También estaría en condiciones de realizar un subsidio cruzado de los costos de los servicios competitivos, “ocultando” algunos de estos costos en los costos de los servicios provenientes del monopolio regulado. Estos últimos son transferidos por el sistema regulador a los consumidores sin alternativas competitivas y éstos, a su vez, continúan tomando el servicio a las tasas reguladas. Cuán serios sean tales problemas potenciales, depende de la naturaleza de las reglas de acceso competitivo que son aplicadas a los servicios del monopolio regulado, de la habilidad de los reguladores para hacer que estas reglas sean cumplidas, de la habilidad de las normas regulatorias para separar claramente los costos asociados a los servicios del monopolio natural de aquéllos asociados a los servicios competitivos y de los incentivos de los mecanismos regulatorios usados para regir los segmentos monopólicos. Estos problemas sobre el control vertical están en el centro de los debates acerca de la reestructuración de estas industrias.

Una solución obvia al problema del control vertical es una separación vertical completa de la propiedad entre los segmentos competitivo y monopólico. Existen dos problemas potenciales con esta solución. En países como EEUU donde las empresas ya establecidas son generalmente privadas, la separación obligatoria parece ser difícil de lograr a la vez que se puede requerir tiempo para lograrla. Además, a menos que los

problemas asociados con las relaciones verticales eficientemente descentralizadas entre los segmentos competitivo y de monopolio natural hayan sido resueltos, será necesario confiar en la entidad verticalmente integrada para continuar operando eficientemente el sistema, esencialmente permitiendo a los competidores “apoyarse” en la acción conjunta de los operadores de redes verticalmente integradas.

Tercero, si uno de los objetivos de la reforma es reducir el rol de la regulación y expandir el papel de los mercados que no están sujetos a regulaciones de precios y entrada, se podría desear que los segmentos competitivos exhiban un comportamiento competitivo y un desempeño razonablemente eficiente cuando las restricciones reguladoras en precios y entrada dejen de regir. Si la estructura de oferta establecida en el segmento competitivo es de monopolio o duopolio, las posibilidades de comportamiento competitivo en el corto plazo no serán muy promisorias. Es decir, aún si podemos resolver los problemas competitivos asociados con las relaciones de control vertical entre los niveles horizontales competitivos y de monopolio regulado, seguirán existiendo problemas de poder de mercado horizontales en los niveles competitivos que necesitan ser analizados. Esto pone sobre el tapete todos los problemas comunes referentes a cuán “suficiente” es la competencia, a las dificultades de imponer separaciones horizontales obligatorias en las firmas privadas ya establecidas, a la ausencia de significativas oportunidades de separación horizontal y a los “trade-offs” entre las imperfecciones de continuar la regulación y la competencia imperfecta. Por ejemplo, cuando el negocio de interconexión de AT&T fue separado de sus operadores locales, AT&T tenía una proporción muy grande de las ventas en los mercados de interconexión. Sin embargo, no existía un modo significativo de romper la red de interconexión de AT&T para crear más competidores horizontales.

Estos problemas de reestructuración son ejemplos de los tipos de problemas de gobernabilidad identificados por Oliver Williamson en Mercados y Jerarquías. El enfoque en la electricidad aquí está diseñado para identificar los problemas importantes asociados a la reestructuración, desregulación y reforma regulatoria de las industrias de redes, así como para orientar a través de comparaciones de países, cómo los países que se enfrentan a distintas restricciones organizacionales han desarrollado formas organizacionales para enfrentar el mismo conjunto de problemas físicos y económicos. También se identifican

los “trade-offs” entre los beneficios de la integración vertical y horizontal y los costos del monopolio regulado. En el análisis de estos problemas se aplica el enfoque comparativo institucional y el principio de “remediabilidad” (Williamson 1993, Joskow, 1995a), cuyo desarrollo se origina en Mercados y Jerarquías.

## **II. PRESCRIPCIONES ESTÁNDAR PARA LAS INDUSTRIAS DE REDES REGULADAS**

La prescripción estándar de política pública neoclásica para reformar las industrias de “monopolio natural” vertical y horizontalmente integradas es bastante clara. En diferentes países del mundo ha sido o está siendo aplicada, de diferentes maneras, a las telecomunicaciones, gas natural, energía eléctrica y, en menor grado, a los ferrocarriles.

Los considerados históricamente monopolios naturales están compuestos generalmente de segmentos potencialmente competitivos, (por ejemplo, el servicio telefónico de larga distancia, la generación de electricidad, la provisión desvinculada\* de gas natural, vagones de ferrocarriles, etc.) y de segmentos de monopolio natural (por ejemplo, telefonía local, redes de transmisión y distribución de electricidad, transporte separado de gas natural por gasoducto, rieles de ferrocarril y redes de conmutación). Se argumenta que la integración vertical entre estos segmentos ha llevado a una expansión innecesaria del monopolio desde un nivel horizontal a otro y que ha extendido la regulación ineficiente a segmentos donde las fuerzas del mercado pueden y deben operar mejor.

Para que todos los competidores compitan efectivamente y para que la competencia actúe eficientemente en los segmentos competitivos, los precios fijados a los clientes deben ser independientes entre sí y las firmas de los servicios competitivos deben tener acceso a los segmentos regulados (“cuellos de botella”) del monopolio natural en base a términos y condiciones comparables en precios y otros aspectos, que no discriminen a ninguna firma

---

\* N. de T.:En este contexto “desvinculada(o)” da cuenta de la situación en la que la provisión de un servicio puede realizarse separadamente de la provisión de otros servicios. Por ejemplo, en la industria de gas natural los servicios de suministro y transporte de gas natural se proveían como una sola canasta (bundled); con la desregulación en esta industria estos servicios podían ser provistos separadamente (unbundled).

competidora, en particular no deben existir diferencias de facto entre el acceso de las firmas de propiedad del operador de la red y las firmas restantes.

La integración vertical, -es decir, propiedad y control comunes-, entre las instalaciones que proveen servicios de monopolio natural regulados que son un cuello de botella, (a los cuales es necesario el acceso para mantener la competencia en los segmentos competitivos) y las instalaciones que proveen los servicios competitivos, crea potenciales problemas competitivos. Estos problemas se derivan de los incentivos y capacidad que tienen los dueños de los segmentos de monopolio natural para discriminar entre los oferentes competitivos en los cuales tienen un interés financiero y en contra de aquéllos en los que no lo tienen. Si se opta por permitir la integración vertical, entonces se deben asegurar reglas efectivas para garantizar un acceso igualitario a las instalaciones de cuello de botella. Es difícil desarrollar y hacer cumplir tales estándares de igualdad de acceso tanto en la teoría como en la práctica, por lo que, en ausencia de evidencia sobre economías significativas generadas por la integración vertical, la separación de activos entre los segmentos competitivos y en el segmento cuello de botella del monopolio natural es frecuentemente la política más deseable. Sin embargo, esta no es necesariamente una alternativa posible cuando las empresas establecidas son firmas privadas, o el gobierno debe operar sujeto a protecciones constitucionales contra expropiaciones sin justa compensación, o cuando sea deseable la rapidez de la ejecución de la reforma.

La desregulación de los servicios vendidos en el sector competitivo requiere que haya un adecuado número de firmas competidoras o adecuadas restricciones en los precios dadas por la entrada real o potencial de las nuevas firmas, de tal manera que se asegure que los consumidores no sean gravados por precios que estén significativamente por encima de los niveles competitivos. Se pueden requerir o separaciones horizontales o una regulación continua de las firmas dominantes como una transición a un nivel aceptable de competencia horizontal en el sector competitivo, si la estructura de propiedad de las firmas está bastante concentrada y la entrada no es una restricción efectiva sobre los precios.

Se podrían requerir separaciones de costos, mecanismos regulatorios de incentivos y/o restricciones para entrar a ciertas líneas de negocios, a fin de prevenir las distorsiones

causadas por los subsidios cruzados a los costos asociados a la provisión de servicios competitivos. Este subsidio cruzado se realiza cargando algunos de los costos de los servicios competitivos a los precios fijados por los servicios del monopolio regulado.

La regulación por incentivos, que los reguladores estadounidenses llaman “regulación basada en el desempeño”, reemplazaría la tradicional regulación basada en el costo del servicio para los servicios del monopolio natural. Por ejemplo, en el Reino Unido, los precios tope son usados para regular los precios que las compañías de distribución pueden fijar por los servicios de cableado.

Los clientes minoristas deberían tener acceso a la adquisición de servicios competitivos en los mercados mayoristas (por ejemplo, suministros de gas natural) en el caso de que este acceso a los mercados sea tecnológica y económicamente factible y, además, deberían ser responsables de manejar sus propias necesidades de suministros. Para esto, necesitan enfrentar tarifas y servicios “desvinculados” del proveedor verticalmente integrado y tener acceso a los servicios de las redes para hacer las transacciones. Sin embargo, tal como lo muestran Gilbert y Riordan (1995), la desvinculación per se de los precios de servicios complementarios no parece ser una estrategia atractiva, a menos que sea motivada por los ahorros que resulten de la creación de un mercado competitivo eficiente en al menos uno de los sectores que reemplazará la regulación de los servicios asociados. La desvinculación de los precios en sí misma puede incrementar las distorsiones regulatorias. La obligación tradicionalmente impuesta a las empresas de servicios para planear y abastecer con una canasta de servicios a todos los consumidores localizados en el área de concesión designada se debilitaría a medida que los clientes puedan velar por sus propios suministros en un mercado competitivo. Si las empresas de servicios continúan siendo usadas como financiadoras de programas sociales (por ejemplo, obligaciones de servicio universal, tasas especiales para hogares de bajos ingresos, subsidios para la conservación de la energía, etc.), los costos asociados deben identificarse claramente e incluirse en cargos de acceso no traspasables, pagados por todos los consumidores, para que estas empresas sean sostenibles en un entorno competitivo (Posner, 1971).

No hay nada inherentemente errado con esta prescripción básica de política. Se la enseño a mis estudiantes todo el tiempo. Sin embargo pasa por alto un importante conjunto de problemas. Posiblemente lo más importante es que ésta asume o que no hay economías de integración vertical o que las eficiencias asociadas a la integración vertical pueden ser replicadas con simples “reglas de acceso” y con un simple conjunto de precios de servicios “cuello de botella”. Muy por el contrario, yo argumentaría que un tema crítico para la reestructuración y la desregulación, es definir la forma organizacional, los precios, los términos y las condiciones de servicio, que reemplazarían lo que son ahora organizaciones vertical y horizontalmente integradas, operando con mecanismos internos de control, por una estructura industrial que cuenta con múltiples competidores en un nivel horizontal y que operan a su vez a través de arreglos contractuales descentralizados con una red monopólica regulada en otro nivel de la cadena vertical. Este es un problema que ha atraído poca atención. Existe también la visión de que la ganancia que resulte de reemplazar la regulación por la competencia en los segmentos competitivos, será muy grande comparada con los costos de las articulaciones imperfectas entre el sector competitivo y el de monopolio natural. Esto se discutirá más adelante.

Las estructuras verticales y horizontales que observamos para las empresas ya establecidas no surgieron por accidente o únicamente como consecuencia del comportamiento monopolístico o por las política de los grupos de interés, a pesar de que éstas razones jugaron un papel importante en algunos países. Por el contrario, estos sistemas de oferta tienen características tecnológicas y económicas que fácilmente pueden explicar por qué estas industrias han evolucionado con las estructuras verticales y horizontales que observamos. En algunos casos, los cambios tecnológicos (e.g. computadoras) y económicos (e.g. gas natural barato) pueden debilitar las razones económicas que justifican estas formas organizacionales. En otros casos, los problemas de “gobierno” difícilmente han cambiado y las razones para la integración vertical y horizontal, vistas someramente, tampoco han cambiado. Sin embargo, en este último caso, las eficiencias asociadas a las integraciones vertical y horizontal pueden ser más que compensadas por las ineficiencias creadas por la institución del monopolio regulado. Podríamos estar dispuestos a sacrificar algunas de las eficiencias potenciales asociadas a las integraciones vertical y horizontal si podemos reestructurar la industria de modo tal que

podamos confiar en la asignación del mercado en los segmentos potencialmente competitivos y reducir así los costos de la regulación imperfecta.

### **III. FORMAS ORGANIZACIONALES EN LA ELECTRICIDAD**

Los sectores de energía eléctrica alrededor del mundo tienen aspectos estructurales comunes. Estas similitudes existen generalmente porque los atributos físicos básicos de las modernas redes de energía eléctrica no varían mucho de un lugar a otro. Cualquier estructura industrial de oferta de electricidad que tenga las características de un buen desempeño técnico debe lidiar con el mismo conjunto de problemas físicos y económicos. Cuando las estructuras industriales difieren, surgirán mecanismos de gobierno claramente identificables para tratar con el mismo conjunto de problemas de coordinación vertical y horizontal.

#### *Características Físicas*

La provisión de electricidad generalmente está dividida en tres funciones:

- i) la generación de electricidad con hidro eléctricas, motores de combustión interna, turbinas a vapor puestas en marcha con combustibles fósiles, energía nuclear y combustibles renovables, turbinas de viento y tecnologías fotovoltaicas.
- ii) la distribución de electricidad a los consumidores residenciales e industriales con voltajes relativamente bajos, con cables y transformadores a lo largo de la calle y bajo la misma, y a través de otras vías.
- iii) la transmisión de electricidad que incluye el “transporte” de la electricidad desde los lugares de generación a los centros de distribución; la interconexión e integración de las instalaciones generadoras, que se encuentran dispersas, dentro de una red estable sincronizada que mantiene una frecuencia común; y la programación y el envío de la energía por parte de las generadoras conectadas a la red de transmisión, de forma económica, de tal manera que se balanceen las cargas y los recursos en tiempo real y, finalmente, la administración de las fallas de los equipos, de las restricciones de la red y de las relaciones con otras redes interconectadas.

Sin embargo, la separación típica de la provisión de electricidad en tres funciones independientes es algo engañosa, tanto desde la perspectiva operativa como desde la de la inversión. La generación de electricidad y la transmisión de la misma están íntimamente relacionadas. Existen importantes complementariedades operativas y de costos en la generación y la transmisión. El sistema de transmisión no es simplemente una red de transporte, sino un sistema complejo de “coordinación” que integra instalaciones generadoras dispersas para proveer económicamente (en el mejor de los casos) un flujo confiable de electricidad dados estrechos márgenes de frecuencia de voltaje. Debido a que la electricidad no puede almacenarse o inventariarse fácilmente y que los clientes continúan recibiendo energía en la medida que los circuitos están cerrados y ellos estén conectados a la red, la generación de electricidad y el consumo de la misma deben estar balanceados continuamente (y, a la vez, se debe mantener la estabilidad de la red y sus atributos físicos) dentro de rangos de tiempo estrechos para que no sean dañados los equipos conectados a la red o no se provoquen fallas en la misma. Para hacer esto, se requiere que las instalaciones de transmisión y de generación apoyen la operación de la red y provean la carga que necesiten los clientes.

Una red moderna de transmisión de corriente alterna hace posible utilizar eficientemente las instalaciones de generación dispersas en una amplia área geográfica en tiempo real, a través de la sustitución de la producción creciente de las instalaciones de bajo costo marginal (digamos Nuevo México) por la producción en las instalaciones de alto costo marginal (digamos California). En principio, una red operada eficientemente equilibraría constantemente los costos marginales de ofrecer un Kwh adicional de energía en todos los puntos (nodos) de generación, ajustados por las pérdidas marginales, y por las restricciones operativas y térmicas de la red (Schweppe et al., 1988). Esta red también puede economizar en la capacidad de reserva requerida para alcanzar cualquier nivel de confianza (respuestas a las fallas de equipo y cambios no anticipados en la demanda), por un lado, aumentando efectivamente la capacidad de carga y de reserva de energía generada en una amplia área geográfica y, por otro lado, desarrollando enlaces entre cargas y recursos que puedan proporcionar un servicio continuo cuando las instalaciones de transmisión fallan. Sin embargo, para cumplir estas tareas, la red debe ser operada para mantener sus parámetros de frecuencia y voltaje dentro de bandas estrechas y para

responder a las condiciones cambiantes del sistema, tanto por el lado de la demanda como por el de la oferta, especialmente frente a fallas no anticipadas de los equipos. Para lograr esto, se debe llamar casi continuamente la atención de los operadores de las plantas de generación, afin de que provean una variedad de servicios de soporte de redes además de la provisión de energía, para que puedan funcionar los instrumentos y equipos de los clientes. Estos servicios incluyen potencia reactiva, reservas rotativas, reservas en espera, capacidad de reencendido, control automático de generación, y control de programación y de despacho de energía, entre otros. Es por eso que la operación física de la red (para proveer un producto confiable) y la explotación económicamente eficiente de las instalaciones de generación y transmisión (que son parte de la red) están muy relacionadas.

Para complicar aún más las cosas, una red de corriente alterna de flujo libre es una máquina física integrada que sigue las leyes de la física, no las leyes de los contratos financieros. Cuando un generador se prende y se apaga, afecta las condiciones del sistema a través de la red interconectada. Los grandes movimientos en la carga de un nodo afectan las condiciones del sistema en otros nodos. La falla de una pieza principal del equipo en alguna zona de la red puede afectar la estabilidad del sistema entero. Más aún, las respuestas efectivas y eficientes para solucionar las fallas de los equipos pueden involucrar reacciones coordinadas de las múltiples generadoras localizadas muy lejos del sitio de la falla. En un sistema CA no hay una conexión física directa independiente entre la electricidad generada por una planta particular y la carga colocada en el sistema por un cliente particular o grupo de clientes. Podemos monitorear lo que ingresa en la red por un generador particular y podemos monitorear lo que un cliente extrae de la red, pero el cómo se sirve en realidad la carga del cliente depende de la operación física de la red entera.

También existen importantes complementariedades de costo asociadas a la inversión en capacidad de generación y transmisión. La ubicación de las generadoras puede involucrar “trade-offs” entre los costos de generación y los de transmisión. Un generador puede ubicarse cerca al lugar de la carga, donde los combustibles, la localización y las restricciones de la contaminación ambiental son muy costosos, o puede estar muy alejado al lugar de la carga donde los costos de generación son más bajos, pero donde los costos de transmisión (incluyendo los costos de restricciones) pueden ser mayores. De modo similar,

las inversiones en la capacidad de transmisión para acabar con las restricciones en la red pueden afectar, en varios lugares de la red, los costos de generación de electricidad y el valor de la energía producida.

No es sorprendente que no sea fácil definir un conjunto completo de derechos transables de propiedad, para internalizar todas las externalidades relevantes de la red, que permitirían confiar enteramente en la ‘mano invisible’ para asignar la utilización de la escasa capacidad a una red de transmisión con muchos nodos y restricciones que varían ampliamente con las condiciones cambiantes del sistema. La capacidad del sistema para llevar energía eléctrica y recibirla y los costos para hacerlo dependen de dónde se reciba y se lleve dicha energía así como también de las condiciones cambiantes de la oferta y demanda que pueden variar de hora a hora y de día en día. Aunque en teoría un conjunto de derechos de propiedad sobre la entrega y la recepción contingentes pueden definirse ex ante, en la práctica sería extremadamente difícil definirlos, monitorear su uso y establecer los pagos apropiados para asegurar que los derechos y los esfuerzos para ejercer esos derechos no entren en conflicto<sup>2</sup>. En ausencia de derechos de propiedad, los protocolos de monitoreo y pago del servicio, así como la descentralización de las operaciones de la red deben afrontar serios problemas de bienes públicos y externalidades. Más aún, en ausencia de la posibilidad de almacenamiento, la velocidad con que las respuestas de la red deben

---

<sup>2</sup> Chao y Peck (1995) han desarrollado un mecanismo interesante que involucra la asignación de los derechos de la capacidad de transmisión (véase Coase) y una regla multidimensional que pone precio al uso de estos derechos (véase Pigou) para reflejar las condiciones cambiantes del sistema, así como para dar un precio apropiado al costo de oportunidad de usar los derechos reflejando de este modo el impacto en su red. La regla es esencialmente una matriz (potencialmente una gran matriz) de impuestos Pigouvianos que debe ser calculada por alguien (una computadora) que no sea la mano invisible. Este trabajo representa un programa de investigación interesante que está buscando las metas correctas. Por supuesto, siempre podemos hallar un conjunto de derechos de propiedad e impuestos que teóricamente puedan replicar lo que va dentro de una organización. Sin el análisis adicional de los costos de transacción, contratos, monitoreo, cumplimiento e información, el hecho que tales derechos y los precios sombra existan en teoría y puedan ser calculados por una computadora no nos dice nada acerca de si un mercado plenamente descentralizado puede reemplazar eficientemente la organización (Williamson, 1975). En relación a esto, no es obvio que el mecanismo Chao/Peck, con tantos derechos de capacidad, una regla compleja y requerimientos sustanciales sobre la información de licitación de todos los comerciantes, sea práctico para ser implementado ni que sea más atractivo que los algoritmos del modelo de Hogan que calculan precios sombra. Tampoco es claro que el mecanismo no distorsione los incentivos de inversión. Como con cualquier mecanismo que se basa en la subasta, las propiedades atractivas también dependen del supuesto de que los agentes no tienen poder de mercado.

presentarse crea un desafío para un sistema de precios descentralizado, debido a que basarse completamente en los precios para guiar la operación de la red en tiempo real requeriría que los precios se ajusten a las condiciones cambiantes de la red y que las respuestas físicas a esos cambios en precios se den casi continuamente.

A largo plazo, deben hacerse inversiones para extender la capacidad de transmisión. Las inversiones de transmisión tienen la característica de ser irre recuperables, de tener economías de escala, y pueden tener efectos sobre los atributos físicos de otras partes de la red, sobre el valor económico de los generadores conectados a ella en varios puntos y sobre los costos de la carga del servicio en otros puntos. Además, el desarrollo de nuevas líneas principales de transmisión debe afrontar las revisiones ambientales y la oposición pública. Reunir los derechos de vía para un nuevo corredor necesariamente involucra a numerosas agencias públicas y propietarios privados. Es difícil imaginar que la mano invisible jugará el papel principal para guiar las inversiones a una expansión de la capacidad de las redes de transmisión, a fin de satisfacer con confiabilidad las demandas de los consumidores.

Tanto la dificultad de definir un conjunto completo de derechos de propiedad transables para asignar eficientemente la capacidad de la red bajo todas las contingencias, como las incompatibilidades potenciales entre el tiempo dentro del cual deben ajustarse físicamente la oferta y la demanda y la operación de un conjunto de mercados asociados, así como finalmente, los atributos económicos de las inversiones en nueva capacidad de transmisión, tienen consecuencias importantes en la estructura eficiente de esta industria y los mecanismos disponibles para facilitar decisiones de oferta de generación en la red eficientes y descentralizadas de generación en la red (o ambas). En particular, las instalaciones físicas que componen la red de transmisión no son sólo un monopolio natural, sino que ciertas funciones operativas que requieren servicio de las generadoras deben estar también bajo el control del operador de red y no pueden ser cedidas a la mano invisible sin incurrir en ineficiencias y en problemas de confiabilidad. Esto último incluye la programación física de la generación en la red en respuesta a las programaciones presentadas por los generadores o determinadas a través de un despacho económico manejado por el operador de red; también incluye el control del despacho de los montos adecuados de las “variaciones en generación”, la obtención de ciertos servicios auxiliares

de apoyo, administración de las restricciones de la red bajo al menos algunas contingencias, protocolos de respuesta a emergencias, etc.

Por supuesto, a pesar de estas complejidades, las redes de energía eléctrica en muchos países desarrollados operan con muy altos niveles de confiabilidad y, dados los costos de operación a corto plazo y la disponibilidad de generadores conectados al sistema, se acercan razonablemente a un nivel eficiente de despacho de energía. Los problemas de eficiencia económica en los sectores de energía eléctrica en los países desarrollados tienen más que ver con pobres decisiones de inversión (evaluadas ex post), costos de construcción excesivos, precios excesivos en los combustibles, mucho personal, bajos niveles de confiabilidad del generador, operación de plantas que deberían ser retiradas, y estructuras de precios regulados que dan pobres incentivos de consumo. Es decir, una vez que todo esto es entregado a los ingenieros de operación, ellos realizan un buen trabajo haciendo que todo funcione con confiabilidad y economía, dados los atributos del equipo con el que cuentan para operar.

#### *Arreglos Organizacionales*

La estructura de los sectores de energía eléctrica que han surgido alrededor del mundo ha sido determinada por las complementariedades de operación e inversión entre la generación y transmisión y por los avances tecnológicos que han extendido el espacio geográfico sobre el cual las redes de corriente alterna integradas pueden ser controladas con confiabilidad para explotar las oportunidades de reducir (desplazando la generación de costo elevado) los costos operativos de generación y también reducir el costo de la confiabilidad. Hasta hace poco tiempo, casi todos los sistemas de energía eléctrica se caracterizaban por una extensiva integración vertical entre la generación y la transmisión. Típicamente, la entidad que posee la capacidad de generación y transmisión (G&T) es también el operador de red u operador del “área de control” responsable por el control físico de la red, el cual equilibra cargas y recursos operativos en tiempo real, programa los despachos de energía de las generadoras basado en protocolos de despacho por orden de mérito y restricciones de red, programa operaciones con áreas de control interconectadas, identifica inversiones tanto al nivel de generación como de transmisión, y, de manera importante para los fines privados, produce los ingresos suficientes como para cubrir el

capital asociado y los costos operativos (ya sea sólo de los clientes o con ayuda adicional de subsidios gubernamentales).

La entidad G&T típicamente transfiere la potencia eléctrica a una o más entidades de distribución que son las responsables de distribuir electricidad a los clientes en áreas geográficas específicas que las sirven en forma exclusiva. En algunos casos, las entidades G&T están separadas de las entidades de distribución (como en la antigua CEGB en Inglaterra y Gales y TVA en EEUU), en cuyo caso la entidad G&T sirve generalmente a la entidad de distribución en términos exclusivos de largo plazo bajo tarifas o contratos regulados. En otros casos, hay también propiedad común tanto de las instalaciones G&T como de las franquicias cercanas de distribución monopólica (como en gran parte de Francia, Japón, y muchas empresas de servicios privadas de EEUU). Cuando las funciones de G, T y D están bajo propiedad y control común, no hay un precio de transferencia visible de los servicios provistos de un nivel horizontal a otro. Este es típicamente el caso de las ventas minoristas de electricidad en EEUU, Japón y Francia, por ejemplo. Bajo el viejo régimen en Inglaterra y Gales, no había precios de transferencia entre las funciones de G&T, pero los distribuidores compraban servicios G&T en base a una tarifa visible de su único ofertante, la CEGB. Algunas “holding” en EEUU tienen precios de transferencia visibles entre G, T y D, cuando los activos asociados son tenidos en compañías separadas dentro de una misma entidad corporativa, organizada como una “holding”. En este caso, los precios del consumidor final son regulados en base a todos los costos incurridos por la firma verticalmente integrada.

Así, a primera vista, la integración vertical entre G&T internaliza las interrelaciones de operación e inversión entre la generación y la transmisión dentro de las organizaciones públicas o privadas, donde tanto los problemas potenciales de bienes públicos o de externalidades, como el desafío de coordinar las operaciones en tiempo real para adaptarse a las condiciones cambiantes de demanda y oferta, pueden resolverse con jerarquías de operación interna en vez de con mercados. Sin embargo, la integración vertical entre las funciones de la red que tienen características de monopolio natural y las funciones de generación, torna efectivamente la oferta del servicio de generación en un monopolio regulado, aún en el caso en que existen numerosas plantas de generación conectadas a la

red y limitadas economías de escala asociadas con la generación ‘per se’ aisladas de las funciones de coordinación desarrolladas por la red (Joskow y Schmalensee, 1983).

Sin embargo, aún si el trabajo de la red o del operador de control de área se realiza perfectamente, la integración vertical entre transmisión y generación no es el fin de la historia. Nada se ha dicho aún sobre la extensión de la integración horizontal al nivel de transmisión de la red. Aquí, los arreglos institucionales varían ampliamente. La vieja CEGB en Inglaterra y Gales es un ejemplo conveniente en extremo, dado que estamos tratando con un área que físicamente es una isla. La vieja CEGB controlaba el grueso de la potencia de la red en Inglaterra y Gales y, dejando de lado a pequeñas interconexiones con Escocia y una DC unida a Francia, efectivamente cubría toda la red de manera horizontal. En principio, la CEGB podría internalizar todas las complementariedades de operación e inversión (verticalmente) entre generación y transmisión y (horizontalmente) a lo largo de todos los nodos de la red.

Electricité de France (EDF) posee y controla toda la capacidad de generación de la estación central así como la red de transmisión y distribución en Francia. El monto de generación controlado por EDF es aproximadamente equivalente a la capacidad de generación en todos los estados del oeste de EEUU. EDF diseña un despacho de energía integrada de toda la capacidad de generación en su red basada en los mejores estimados de sus costos marginales, requerimientos de apoyo y transmisión en la red y otras restricciones de operación. Sin embargo, a diferencia de Inglaterra y Gales, la red francesa está eléctricamente sincronizada con otras redes del oeste de Europa. Para coordinar las operaciones de las redes sincronizadas, los operadores de red en los diferentes países han tenido que desarrollar protocolos de operación y arreglos de compensación para asegurar que no se tomen decisiones de operación independientes, de modo que no se interfiera negativamente en las operaciones de las otras redes interconectadas, o, si lo hacen, se pague una compensación apropiada por hacerlo. Estos arreglos, sin embargo, no han sido siempre totalmente exitosos para internalizar las externalidades de red.

### *Respondiendo a los Problemas de Redes Horizontales en EEUU*

Los arreglos organizacionales son aún más complicados en EEUU. Hay aproximadamente 800,000 Mwe de capacidad de generación (más que Europa Occidental, Japón y América Latina juntos; aproximadamente 200 veces más que Chile y alrededor de 40 veces más que Argentina). Esta capacidad se basa en una combinación diversa de combustibles (57% carbón, 22% nuclear, 8% hidro, 9% gas, 3% petróleo) que se distribuye entre cientos de plantas de generación, cuya capacidad varía ampliamente. Desde una perspectiva física, el sistema norteamericano (combinado con partes de Canadá y el norte de México) está compuesto por tres sistemas de corriente alterna sincronizados, la Interconexión del Este, la Interconexión del Oeste y la Interconexión de Texas. Sin embargo, existen alrededor de 140 ‘áreas de control’ separadas, superpuestas sobre las tres redes donde las empresas de servicios individuales verticalmente integradas, o los grupos de empresas de servicios, son responsables de los despachos de energía del generador y de las operaciones de red, manteniendo a la vez la confiabilidad en partes específicas de cada una de las tres redes físicas. Miles de entidades municipales y cooperativas de distribución no integradas, o parcialmente integradas, se encuentran dentro de un área de control individual y dependen de su operador para abastecerse de energía. Generalmente, las áreas de control corresponden a las porciones de la red que una empresa de servicios verticalmente integrada (o “holding” multiestatal) posee y opera. En el noreste, sin embargo, las áreas de control se han consolidado en el tiempo, sin fusiones horizontales de empresas de servicios próximas, a través de la creación de fondos de energía\*. En muchas otras áreas del país, hay numerosos operadores de área de control responsables del control de la red y de los despachos energía del generador en diferentes partes del mismo sistema sincronizado. Ninguna de las áreas de control en EEUU se acerca a las dimensiones de la EDF o de la CEGB y muchas son bastante más pequeñas. La interconexión del Oeste tiene 35 áreas de control y sólo California tiene siete.

Para unificar y racionalizar la propiedad y control de las instalaciones que están físicamente interconectadas, y cuyas operaciones tienen impactos sobre instalaciones existentes en áreas de control remotas, la industria norteamericana ha desarrollado un

---

\* N. de T.: Se refiere a un grupo de empresas que hacen un “fondo” común. Pool en el original.

conjunto complejo de protocolos de operación, así como arreglos bilaterales y multilaterales diseñados para mantener la confiabilidad, facilitar las operaciones coordinadas, facilitar el comercio de energía entre las áreas de control y minimizar los problemas de “free riders”. Estos protocolos de operación son desarrolladas a través del Consejo Nacional de Confiabilidad de Electricidad (NERC), nueve consejos regionales de confiabilidad, y un gran número de organizaciones subregionales de confiabilidad. Los protocolos de operación desarrollados por esta jerarquía de organizaciones ‘técnicas’ son esenciales para la operación confiable y eficiente de las redes sincronizadas cuando hay muchos agentes involucrados. Naturalmente uno podría preguntarse por qué la integración horizontal no responde a estos problemas de coordinación horizontal en la medida que los avances de la tecnología de transmisión y de control de la red ha extendido el espacio geográfico de las redes sincronizadas. La respuesta es que el Acta Federal de Energía, el Acta de “Holdings” de Servicios Públicos, las interpretaciones de la FERC y la SEC sobre éstas últimas así como las leyes estatales, hicieron muy difíciles las fusiones después de 1935. En los últimos años, se han flexibilizado bastante las restricciones legales y reguladoras sobre las fusiones y hemos visto una sustancial actividad de fusiones entre las empresas de servicios que se encuentran cercanas (y no tan cercanas).

Estas organizaciones para la confiabilidad han sido razonablemente exitosas, en lograr que los operadores de las áreas de control acuerden y se adhieran a un conjunto de reglas consistentes de operación, debido a tres razones principales. Primero, este sistema de confiabilidad nacional y regional no interviene en los acuerdos financieros que acompañan a las reglas técnicas de operación, en particular quién paga para qué. Más bien, las empresas de servicios entran en arreglos de interconexión y coordinación separados que especifican arreglos financieros para compartir reservas, proveer apoyo de emergencia, asignar derechos de transmisión y comercializar energía. Estos arreglos están sujetos a la regulación de la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC). También entran en acuerdos sobre los servicios de transmisión cuando el comercio de la potencia eléctrica ‘requiere’ el uso de las instalaciones de propiedad de una empresa de servicios. Esto se conoce como el ‘servicio rodante’ algo que se discutirá más adelante. De esta manera, los ingenieros podrían escribir las especificaciones técnicas, y los abogados y contadores (raramente los economistas) podrían discutir sobre quién paga y por qué lo hace.

La segunda razón de que este sistema trabaje razonablemente bien es que, hasta hace poco, las empresas de servicios que operaban las más de 140 áreas de control no competían significativamente una con la otra. Los operadores del área de control eran generalmente empresas de servicios verticalmente integradas que servían a clientes minoristas buscando, de facto, franquicias geográficas exclusivas. No podían competir para servir a los clientes minoristas de las otras áreas. Los arreglos de coordinación y comercialización eran de mutuo beneficio para las empresas de servicios interconectadas, en términos de la confiabilidad y de la explotación económica de la capacidad de generación. Originalmente, confiaban en las interconexiones para compartir reservas y para obtener apoyo de emergencia, y comercializaban la energía entre ellas sobre una base horaria, diaria o de un periodo de tiempo mayor, a fin de economizar el uso de la capacidad existente. Cada empresa de servicios satisfizo sus necesidades de capacidad de generación siendo propietaria y operando instalaciones de generación, y comercializando la energía para reducir costos en el margen (aproximando el despacho de energía central por orden de mérito). Este mercado mayorista evolucionó inicialmente como un mercado de 'exceso de energía' para reducir los costos de generación globales y, por otro lado, los organismos reguladores alentaron la participación activa de todos los servicios integrados verticalmente.

En tercer lugar, la regulación de las transacciones mayoristas dio incentivos para adoptar acuerdos comerciales de obvio beneficio, pero no dio incentivos suficientemente poderosos para socavar los arreglos multilaterales que se basaban en los protocolos de operación de redes, cuyos beneficios principales se percibían en el área de la confiabilidad. La recuperación de los costos hundidos de las instalaciones de generación y transmisión se lograba a través del proceso de fijación de tasas minoristas a nivel estatal, de manera que los costos y beneficios de más corto plazo en las negociaciones mayoristas se trataban como un residuo, y se compartían de algún modo, con los accionistas, las ganancias del comercio de corto plazo, vía el rezago regulatorio o a través de un mecanismo explícito de partición. Más aún, a pesar de que las transacciones mayoristas de energía son reguladas por la FERC, ésta ha convenido de facto una flexibilidad significativa de precios en las transacciones entre las empresas de servicios verticalmente integradas.

### *La Competencia Perjudica las Estructuras de Gobierno Tradicionales en los EEUU*

La situación en EEUU comenzó a cambiar en la década de los setenta. El comercio mayorista de electricidad se expandió rápidamente, inicialmente en respuesta a las grandes diferencias en el costo marginal a corto plazo de las unidades generadoras a carbón, petróleo y gas natural. Las ganancias potenciales del comercio se incrementaron significativamente cuando los precios del petróleo y del gas subieron durante los años setenta y a principios de los ochenta. Más aún, la industria norteamericana ha estado plagada de un exceso de capacidad en las últimas dos décadas. De manera creciente, las comisiones de servicios públicos presionaron a las empresas de servicios para que usen el mercado mayorista a fin de realizar transacciones de más largo plazo (e.g. 5 años), para que cada una use mejor su capacidad y para que difiera o postergue la necesidad de nuevas inversiones. Durante las décadas de los setenta y los ochenta, las entidades independientes de distribución, municipales y cooperativas, fueron capaces de asegurar sus suministros de energía de firmas distintas de la empresa local verticalmente integrada, la cual estaba atada o verticalmente integrada a través de la propiedad conjunta de instalaciones de generación alejadas. Estos arreglos requerían que la empresa local diera el servicio de transmisión separadamente, además de una variedad de servicios de apoyo de red y de oferta de energía residual a las entidades de distribución. Finalmente, el Acta de Política Reguladora de las Empresas de Servicios Públicos de 1978 (PURPA) estableció que las empresas de servicios compraran la energía producida por ciertas ‘instalaciones calificadas’ independientes (QFs) cuando se esperaba que los costos de la energía producida en estas instalaciones fueran menores que los costos de generación de las propias empresas de servicio. Estas entidades frecuentemente requieren el servicio de transmisión para entregar la energía a los compradores y, en principio, también requerían otros servicios de red.

Hacia los años ochenta, surgió un conjunto de mercados mayoristas de electricidad bastante activos (Joskow, 1989). El primer conjunto de transacciones de mercado involucra el comercio de energía entre empresas dentro de grandes regiones geográficas. La idea es que se utilice la capacidad de generación que temporalmente excede las necesidades de las firmas reguladas verticalmente integradas, desplazando así la producción de otras empresas verticalmente integradas propietarias de una capacidad de planta mayor y

de mayores costos. Un segundo conjunto de transacciones de mercado involucra contratos de energía y de capacidad de más largo plazo; entre, por un lado, firmas verticalmente integradas con exceso de capacidad y empresas de distribución -municipales y cooperativas- no integradas y, por el otro, algunas empresas de servicios verticalmente integradas presionadas por comprar energía antes que construir ellas mismas nuevas instalaciones. Un tercer conjunto de transacciones de mercado ha evolucionado involucrando contratos a largo plazo (20 a 30 años) entre firmas verticalmente integradas por el lado de la compra y QFs por el lado de la venta. Estas transacciones efectivamente sustituyeron las nuevas capacidades de generación que estas firmas hubieran construido, por la energía obtenida mediante estos contratos de largo plazo. Los clientes minoristas aún reciben del distribuidor monopolístico local un producto atado a otros, con precios basados, por un lado, en el costo medio total de generación de la propia empresa de distribución y, por otro lado, en la energía comprada bajo contratos a terceras personas.

En las últimas décadas surgió un sistema complicado para acomodar las transacciones mayoristas de mercado entre agentes dispersos usando el mismo cableado eléctrico sincronizado (Joskow y Schmalensee, 1983; Joskow, 1989). Este sistema funcionó razonablemente bien en la medida en que (i) la mayor parte de las operaciones de la red involucró transacciones ‘internas’ dentro de las firmas verticalmente integradas, y no entre compradores y vendedores independientes en el mercado mayorista; (ii) la mayor parte de las transacciones mayoristas involucraron compras y ventas a corto plazo entre firmas integradas verticalmente, directamente conectadas a la red, con acuerdos eficientemente coordinados; (iii) las compras y ventas deseadas podían ajustarse teniendo en cuenta tasas conservadoras de transferencia de capacidad sin crear problemas significativos de flujo en los circuitos cerrados o restricciones en la administración de la red; (iv) las QFs/IPPes generalmente no requirieron servicios separados de transmisión, programación de los desechos de energía y apoyo de red; (v) los operadores de las áreas de control conectadas no estaban compitiendo entre sí agresivamente en los mercados mayoristas y minoristas, y no trataron de explotar muchas de las imperfecciones en este sistema para su propio beneficio, y (vi) las reglas de operación eran vistas como mutuamente beneficiosas para los operadores de las áreas de control.

Sin embargo, a la fecha, la evolución de los mercados mayoristas de energía en EEUU ha dejado de lado los difíciles aspectos de coordinación vertical y horizontal de la red, discutidos anteriormente, o los ha mejorado basándose implícitamente en la estructura básica de una industria que fue construida principal, pero no exclusivamente, sobre empresas de servicios verticalmente integradas que operan sus propias áreas de control. El desarrollo de estos mercados mayoristas se debió esencialmente a una larga serie de modificaciones menores al sistema existente, antes que a reformas fundamentales guiadas por una visión clara de hacia donde estaba yendo la expansión de los mercados mayoristas. Como resultado, a medida que los mercados mayoristas se expandían para facilitar el comercio beneficioso de electricidad entre las firmas, se ignoraron en gran medida las dificultades asociadas a la especificación de los servicios relevantes de la red y al establecimiento de los precios correctos para ellos, pues el volumen de comercio que podría haber sido afectado era pequeño y los costos asociados con estas transacciones mayoristas se recuperarían con las tasas minoristas basadas en los costos. Surgieron una serie de problemas de “free riders” e ineficiencias, pero fueron relativamente pequeñas en comparación a los costos globales del sistema, y era relativamente fácil eliminarlos con el sistema de regulación, basado en los costos, que se estableció para los clientes minoristas. El costo de estas imperfecciones crecerá significativamente a medida que la competencia en la generación se expanda tal como se anticipó, de manera que no se podrán ignorar sin socavar el desempeño de los mercados competitivos de servicios de generación.

#### **IV. APLICANDO LA PRESCRIPCIÓN ESTÁNDAR A LA ELECTRICIDAD**

La aplicación de la “prescripción estándar” a la electricidad lleva al siguiente marco general para la reestructuración, reforma reguladora y competencia en la industria.

Primero, el segmento de generación es potencialmente competitivo. Las economías de escala en la función de generación misma son relativamente limitadas y, si se ignoran los aspectos de coordinación regional de redes, al menos algunas de estas economías se pueden lograr teniendo y operando instalaciones de generación en diferentes regiones de los EEUU y en otros países. Esto es algo que ya está ocurriendo en otros países, se trata de un sector de generación independiente que construye y opera plantas de generación bajo

contrato, para ventas a empresas locales de servicios. En EEUU ya hay numerosas compañías de generación en muchas regiones, a pesar de que están verticalmente integradas con la propiedad y el control de la transmisión y que están financiadas con territorios exclusivos de servicio minorista y precios regulados.

Segundo, la 'red de transmisión' y al menos algunas de sus funciones de soporte auxiliar, son monopolios naturales y proporcionan la base crítica de la cual depende la competencia entre generadoras. El acceso igualitario a los servicios de red para todas las generadoras competidoras, es decir precios apropiados para los servicios de soporte de transmisión de la red y de soporte auxiliar, y los protocolos apropiados de operación y programación, son esenciales para promover el comportamiento y desempeño eficiente de las generadoras. Desde una perspectiva física, las redes relevantes en EEUU abarcan muchas áreas de control existentes (redes locales) operadas por empresas de servicios verticalmente integradas. Una operación confiable de redes requiere que el operador de la red programe toda la generación, tenga control físico sobre al menos una parte de la generación que puede ser despachada en tiempo real, tenga servicios de soporte de red - un 'bien público' - provistos por las instalaciones generadoras, y trate con otras redes a las cuales está conectada. No es económico construir redes de transmisión duplicadas (traslapadas), a pesar de que no hay una razón particular para que no puedan existir múltiples propietarios de los activos subyacentes. Debido a sus atributos de monopolio natural, la red de transmisión y su operación estarán sujetas a una regulación continua. La habilidad del sistema regulador para guiar al operador de la red hacia un buen desempeño en cualquiera de las tareas que son de su responsabilidad, es un importante desafío de política.

Tercero, deben adoptarse nuevos enfoques para la fijación de los precios de transmisión que reconozcan las realidades físicas y económicas de las redes de transmisión. Son esenciales los arreglos en la fijación de estos precios a fin de generar ingresos que financien eficientemente las inversiones en la capacidad de transmisión, así como también las restricciones de precios en la red para racionar eficientemente las escasas capacidades en respuesta a las restricciones cambiantes de la red de manera consistente con un mínimo costo del despacho de la energía. El modo exacto de cómo se puede lograr esto, aún es

tema de debate, pero se ha hecho un progreso sustancial (Hogan, 1992, 1993; Ruff, 1994; Bushnell y Stoff, 1995; Chao y Peck, 1995).

Cuarto, la red de distribución también tiene características de monopolio natural y, al menos, las partes del negocio que tienen que ver con el cableado continuarán estando sujetas a regulación. Algunos modelos de reestructuración de electricidad (Alberta, el modelo de un 'único comprador' de Frances y el modelo incorporado en el Acta de Política de Energía Americana de 1992), anticiparon que los distribuidores continuarían ofertando un producto de servicios atados en una sola canasta, a los clientes minoristas que sirven en exclusiva en un área geográfica. Esto se refiere a un 'modelo de competencia mayorista' o 'modelo de portafolio' en el cual la compañía de distribución prepara un portafolio de oferta de recursos de generación a través de la propiedad o contrato con terceras partes, para dar servicio a los clientes minoristas -a los cuales sirve exclusivamente. Esta organización es similar a la forma en que la industria de gas natural estaba estructurada en los EEUU. Las compañías de transmisión de gas pactaban los suministros de gas a los productores independientes bajo contratos de largo plazo. Ellos proveyeron un producto constituido por servicios atados en una sola canasta (suministros de gas más transporte, almacén, servicio de reserva, etc.) a compañías de distribución local, las que añadieron el cargo por la distribución y vendieron el gas a los clientes en sus áreas de franquicia. Ahora, los clientes más grandes pueden comprar su propio gas en el campo y obtener los servicios de transporte y distribución separadamente.

Alternativamente, los clientes minoristas comprarían sólo servicios limitados de 'cableado' al distribuidor local y obtendrían sus propios suministros de energía directamente de las generadoras, o vía intermediarios 'minoristas' competidores, quienes ordenarían suministros de energía por su propia cuenta. Este modelo se conoce como el modelo de competencia minorista y está siendo introducido (por etapas) en Inglaterra y Gales, Chile, Noruega, Argentina, Nueva Zelanda y otros países. Los clientes deben tener una medición del consumo en tiempo real para participar directamente en este mercado, con el fin de seguir de cerca los compromisos contractuales y saldar los desbalances. Esto es necesario porque un generador no puede ofrecer electrones físicamente identificables a un cliente particular en la red, y los precios spot de la energía pueden variar significativamente

de una hora a otra. Además, sin un gasto significativo (telemedición y control de equipo de carga), las generadoras no pueden ser reubicadas a fin de ajustarse perfectamente a las cargas específicas de los clientes con quienes tienen contratos en tiempo real. Es posible implementar un acceso directo para los clientes sin una medición en tiempo real, asignando tipos de carga ‘estimados’ mensualmente para todos los clientes de una clase particular y luego ‘encajando’ las lecturas mensuales de Kwh en el tipo de carga apropiado. Por supuesto, esta es la forma en que las tarifas al por menor son determinadas actualmente, es decir, usando los tipos de carga específicos a cada clase. Sin embargo, este sistema debe estar acompañado por otro sistema detallado y creíble de conteo e instalaciones en el que todos los compradores y vendedores acuerden sujetarse al tipo de carga estimada, tanto para los propósitos de cobro minorista, como para definir las obligaciones de provisión y balances de energía. Deberíamos también anticipar un significativo problema de selección adversa a medida que los clientes con ‘buenos’ tipos de carga opten por salir de esta clase, cuando adquieran medidores en tiempo real. El factor de carga de los clientes restantes se deteriorará y su costo promedio de generación crecerá.

Una moderna red de corriente alterna con un gran número de vínculos nos libra de los costos de operar de esta manera, y cualquier modelo de ‘contratos bilaterales’ que intente derrotar a la red para crear la ilusión de una relación física directa sería muy ineficiente. Cuando la red es usada eficazmente, si el generador produce más de lo que sus clientes de contrato en realidad usan, la red recibirá la energía, pero deben apagarse otros generadores para equilibrar la oferta y la demanda en tiempo real (una necesidad física cuando no existe almacenamiento) hasta que los cambios en los precios y los ajustes de programación asociados puedan reequilibrarlas. La electricidad restante provista a la red por la generadora proveerá en el interim, a los clientes de otras generadoras. Similarmente, aún si la generadora no provee suficiente energía a la red para cubrir las demandas de los consumidores, la energía llegará a estos consumidores a través de la red. El operador de red tendrá que obtener esta energía de otras generadoras disponibles y, de hecho, se la tendrá que pagar a éstas últimas. Así, tanto el proceso físico para tratar los desequilibrios entre contratos de carga y obligaciones contractuales de provisión, como el proceso financiero para que todos tengan su paga por lo que proveen y consumen son una parte esencial de un modelo creíble de competencia minorista.

Otro factor a considerar en este marco es que existen problemas potenciales asociados con el trato abusivo\*, los subsidios cruzados, el acceso discriminatorio a los servicios de la red y la fijación de precios de los servicios de red cuando hay propiedad y control común de los activos competitivos (p.e. generación) y de los activos de monopolio regulado (p.e. transmisión) a los cuales deben tener acceso las firmas competitivas. Hay una variedad de ‘arreglos’ frente a este problema que generalmente se toman en cuenta.

El primer enfoque involucra la separación estructural completa de la generación, transmisión y distribución, creando compañías separadas a través de la reorganización vertical. En un país con una estructura como la de EEUU, esto debería estar acompañado por la integración horizontal de las piezas de la red de transmisión que actualmente se encuentran en distintas manos privadas, combinando lo que ahora son áreas de control separadas. A las compañías separadas no se les permitiría tener activos en otros segmentos verticales en la misma área geográfica. Más importante aún, el operador de red no tendría interés financiero ni en los suministros de generación ni en las ventas a clientes mayoristas y minoristas.

El segundo enfoque involucra la separación funcional de la generación, transmisión y distribución (separación de costos y ciertas separaciones operacionales entre segmentos competitivos y regulados) dentro de las firmas verticalmente integradas existentes, junto con reglas flexibles de acceso y fijación de precios para el uso de las redes de transmisión y distribución aplicables a todas las firmas competidoras de generación, sin importar la propiedad. Este enfoque requiere que las empresas antiguas verticalmente integradas ofrezcan sus servicios separadamente, impongan precios visibles para estos servicios y los apliquen a sus propias transacciones así como a transacciones que involucran a terceras partes que usan su red para ganar clientes. Además, se necesitan reformas regulatoras para acabar con los incentivos que generan subsidios cruzados de los servicios competitivos por parte de las firmas monopólicas reguladas y para terminar con las compras antieconómicas de generación que se hacen a las instalaciones de generación que son propiedad de la red o del dueño del sistema de distribución.

---

\* N. de T.: Abusive self-dealing en el original.

Un tercer enfoque es una especie de punto equidistante entre los dos anteriores. Las empresas de servicios verticalmente integradas de una región colocarían la operación de su sistema de transmisión y la provisión asociada de los servicios auxiliares de soporte de red, en un sistema de operación independiente (ISO por sus siglas en inglés) el cual sería responsable de todas las funciones de la red en un espacio geográfico, y que encaja mejor con las características físicas de un sistema sincronizado de corriente alterna, consolidando de modo efectivo las áreas de control. Las agrupaciones en el noreste ya tienen algunos de estos atributos. Los propietarios actuales de la transmisión alquilarían sus sistemas al ISO. El ISO entonces sería responsable a su vez de operar la red, de comprar los servicios de soporte de red a las generadoras, de ajustar los desbalances y de proveer la información necesaria para operar los sistemas de arreglos financieros. Este último enfoque está generando mucho interés en EEUU.

Finalmente, los segmentos competitivos, en particular la generación, deberían ser reestructurados horizontalmente a través de la separación para crear un mercado de generación, en el cual haya competencia ‘suficiente’ de forma tal que el poder de mercado horizontal no sea un problema significativo. Alternativamente, se requerirá la regulación continua del mercado de generación<sup>3</sup>. Si se requiere la regulación, las alternativas típicamente favoritas son las de “mano suave” sobre el costo del servicio, tales como la de precio tope. La esperanza es que, a medida que se produzca la entrada, el mercado se volverá lo suficientemente competitivo como para que las restricciones reguladoras vayan desapareciendo.

En todos los modelos en los que se crean nuevas estructuras competitivas en el mercado de electricidad, los roles del operador de redes son de fundamental importancia en la programación y despacho de la generación, al organizar y fijar los precios a la transmisión y a los servicios de soporte de red que son entregados a los generadores y distribuidores, y al organizar la expansión de la capacidad de transmisión a fin de reducir las restricciones. Las funciones de integración económica, coordinación y confiabilidad desempeñadas hoy dentro de las firmas vertical y horizontalmente integradas y a través de

---

<sup>3</sup> Este no es el lugar para preguntarse cuánta competencia es ‘suficiente’ y qué estructura de mercado es la apropiada para lograrla. Véase Joskow, 1995b y Joskow y Schmanlensee, 1983.

una jerarquía de arreglos de operación multilaterales, deben ser ahora mucho más descentralizadas. La estructura y comportamiento del operador de red en relación a las operaciones físicas, identificación de desbalances, y apoyo para un sistema creíble de arreglos financieros debe actuar como un sustituto efectivo a la integración vertical, a la vez que fomenta la competencia entre generadores. ¡Aún en el caso en que la política de reforma esté dirigida a una desvinculación funcional\* antes que a una separación vertical obligatoria o a la creación de un ISO, el requerimiento asociado de contar con una desvinculación de los servicios de generación, transmisión, soporte de la red, distribución y venta minorista (dependiendo del modelo, competencia mayorista o minorista), precios visibles de transferencia interna, y servicios y cobros comparables y aplicables a las generadoras (tanto de propiedad de las empresas verticalmente integradas como independientes), implícitamente equivale a que las firmas verticalmente integradas se comporten como si no fueran realmente verticalmente integradas! En este caso, es natural preguntarse si hay algún beneficio residual en la integración vertical una vez que se imponen tales reglas de operación.

## **V. ENFOQUES ALTERNATIVOS PARA RESOLVER LOS PROBLEMAS DE COORDINACIÓN VERTICAL Y HORIZONTAL**

Se ha empleado una variedad de enfoques para conciliar los roles físicos y económicos del operador de la red de transmisión con el deseo de promover la competencia entre generadoras, de tal modo que se provea la carga (mayorista o minorista) de manera eficiente.

### *La iniciativa de Acceso Abierto FERC*

En marzo de 1995, la Comisión Reguladora Federal de Energía (FERC) emitió una Propuesta de Reglamentación (NOPR)<sup>4</sup> para dar ‘acceso abierto y comparable’ a los sistemas de transmisión de todas las empresas de servicios de propiedad de inversionistas

---

\* N. de T.Ñ: Functional unbundling, en el original.

<sup>4</sup> 70 FERC 61, 357, 29 de marzo de 1995.

(IOUs), a fin de sostener las transacciones ‘mayoristas’<sup>5</sup>. La FERC NOPR descansa en un marco de provisión separada de servicios. Las empresas de servicios verticalmente integradas deben brindar acceso comparable a las terceras partes que deseen usar sus sistemas de transmisión (i.e. sus áreas de control individual) para consumir las transacciones mayoristas. Ellas deben fijar tarifas -para el servicio de transmisión y para los servicios auxiliares de soporte de la red, incluyendo los servicios de despacho de energía- para financiar estas transacciones. Cuando un operador de área de control verticalmente integrado compra o vende servicios de generación al por mayor debe ‘imponerse’ los mismos precios tarifarios como si se los cargara a terceras partes. Por eso, por ejemplo, si vende energía a una empresa de servicios que sirve a un vecindario por 2.5 centavos/kWh y el precio del servicio de transmisión es de 0.5 centavos/kWh, entonces, el precio neto que recibe por el servicio de generación está estimado en 2 centavos/kWh sin importar cuál es el costo real de los servicios de transmisión. La idea es que si este último precio no cubre los costos de oferta del servicio de generación, o la empresa de servicios no hará la venta o (teóricamente) perderá dinero. Sin embargo, para transferencias internas dentro de una compañía verticalmente integrada que no tiene subsidiarias separadas de G, T y D, esto es sólo una convención contable que no tiene importancia económica directa. Cómo actúa realmente una firma verticalmente integrada y cuáles son las implicancias financieras de este comportamiento depende mucho de cómo los reguladores estatales tratan los costos y los ingresos asociados para propósitos de la regulación del precio minorista, algo sobre lo cual la FERC no tiene control.

Para desarrollar un enfoque genérico de fijación de precios para el servicio de transmisión en la NOPR, la FERC esencialmente ha adoptado el viejo modelo de seguimiento de contrato y sus precios asociados (que están basados en los costos medios y

---

<sup>5</sup> La FERC también ha defendido su jurisdicción sobre el componente de transmisión interestatal de las transacciones minoristas. Sin embargo, por ley Federal, la FERC no está permitida a autorizar la venta minorista. Los aspectos de exclusividad de la franquicia y el acceso directo a los mercados de generación por parte de los clientes minoristas son una decisión estatal. Sin embargo, si un estado autoriza el acceso a un minorista, los reglamentos de fijación de precios de acceso de transmisión y de los servicios auxiliares serían los que gobernarían el sistema. No se sabrá entonces dónde exactamente termina la transmisión interestatal y donde comienza la distribución intraestatal. La NOPR de marzo de 1995 propuso un método para trazar una línea clara entre las dos.

que se desarrollan en un mundo con competencia limitada) y que, se sabe ampliamente, tiene serias fallas. Este modelo efectivamente trata cada área de control como si fuera una red aislada. Ignora las interdependencias entre las instalaciones de transmisión manejadas por los operadores de las áreas de control que son parte de la misma red y los problemas asociados al flujo del circuito cerrado. Tampoco propone un método económicamente racional para asignar los derechos de transferencia cuando hay restricciones de red. La FERC reconoce que la transmisión y la generación no pueden estar nítidamente separadas porque requieren una variedad de servicios de soporte de red por parte de las generadoras para operar de manera confiable y eficiente. Sin embargo, las reglas propuestas establecen métodos extremadamente superficiales para definir los precios de estos servicios. Más aún, debido a que no hay un mecanismo económico específico para racionar la escasa capacidad de transferencia de la red y puesto que se mantiene la estructura del área de control, las reglas continúan con el paradigma de transacción ente firmas, y especifican un conjunto de nuevas prioridades administrativas para asignar la escasa capacidad de la red. Finalmente, como la FERC no tiene control sobre las decisiones de compra de las empresas de servicios de distribución, el si éstas toman o no ventaja de la oportunidad de comprar al por mayor (en vez que construyan su propia generadora), depende íntegramente de las reglas reguladoras estatales.

Ésta es claramente una propuesta bastante moderada. Da acceso abierto obligatorio a los sistemas de transmisión de las empresas de servicios verticalmente integradas para apoyar transacciones mayoristas, pero lo hace con los precios incorrectos y en ausencia de un modelo de red que concilie los atributos físicos de las redes interconectadas de corriente alterna. Se yergue sobre muchas de las ficciones contractuales de cómo fluye la electricidad en una red, y que ha crecido en las últimas décadas para acomodar la competencia mayorista, poniendo parches en la estructura existente. Dado que el operador de la red, en tanto empresa de servicio verticalmente integrada, controla generalmente grandes montos de electricidad conectados a la red, los reguladores tendrán que monitorear cuidadosamente la comparabilidad y la no discriminación de las provisiones.

### *Inglaterra y Gales*

Antes de 1990, el sector de energía eléctrica en Inglaterra y Gales estaba compuesto por una compañía de generación y transmisión de propiedad del gobierno (la CEGB) que poseía y operaba toda la capacidad de generación en el área. También existían 12 entidades de distribución de propiedad del gobierno (Areas Base) que servían a clientes minoristas en áreas de franquicia exclusivas con servicios atados (en una sola canasta). Las Areas Base compraban toda su energía a la CEGB, a una tarifa por volumen. Cuando el gobierno decidió privatizar el sector eléctrico lo reestructuró según la ‘prescripción estándar’. Se establecieron tres compañías de generación, dos con generación en base a combustibles fósiles que fueron privatizadas, y una con toda la capacidad nuclear, la cual quedaba en manos del Estado. Se creó una compañía independiente que administrara la red pública, con responsabilidades sobre la transmisión y se privatizaron las Areas Base (distribución). A los clientes minoristas más grandes se les dio la opción de decidir cómo obtendrían sus suministros de electricidad (actividad minorista o acceso directo). Con el tiempo esta opción está siendo ampliada a todos los clientes minoristas. Estos clientes pueden obtener el servicio de ‘cableado’ de sus distribuidores locales (separadamente de otros servicios) o tratar con un oferente minorista independiente de electricidad para hacer arreglos financieros para sus suministros de energía.

Un aspecto clave de esta reestructuración es la creación de un ‘fondo’\* spot de energía y su interacción con la compañía que administra la red pública de electricidad. El ‘fondo’ empieza a ofrecer un día antes de la subasta, en la cual los generadores compiten con sus ofertas de precios para proveer electricidad (potencia para proveer carga, servicios de arranque y de rampa, reservas rotativas, reservas en espera, y otros servicios de soporte de red) para cada una de las 48 medias horas del día siguiente. Se determina un único precio de equilibrio de mercado para cada media hora, en base a la oferta más alta que brinda la energía suficiente para limpiar la demanda proyectada para cada media hora en el día siguiente. A todas las generadoras que participan del ‘fondo’ se les paga (aproximadamente) este precio ex ante, que limpia el mercado cada media hora. Los arreglos financieros se basan en las realizaciones ex post de la demanda y del despacho de

---

\* N. de T.: Se refiere a un grupo de empresas que hacen un “fondo” común. Pool en el original.

energía de las generadoras para satisfacerla. Los precios de la subasta también son usados para establecer un orden de mérito en la programación del despacho de energía para cada media hora del día siguiente. El encargado del despacho de la red controla todas las generadoras conectadas a la red y dispone los despachos de energía, de acuerdo a sus ofertas, empezando por la más baja, para equilibrar la oferta y demanda agregadas y para mantener la frecuencia del sistema y el voltaje en tiempo real. También convoca a las generadoras a disponer los despachos de energía fuera de su orden de mérito, cuando esto es necesario para enfrentar algunas restricciones de la red o apoyar los requerimientos de confiabilidad de la red. El 'fondo' combinado con los controles en tiempo real del operador de la red pública, controles que se basan en la información del precio de oferta de la subasta, esencialmente cumple las mismas funciones que un operador de área de control en un sistema verticalmente integrado. Retiene el control físico de la red y de las generadoras conectadas a ella en el sentido de que, si están disponibles, puede contar con ellas para incrementar o reducir la producción a fin de responder a las condiciones fluctuantes de la oferta y la demanda y a las restricciones de la red. Sin embargo, la combinación fondo/red pública no es propietaria de las generadoras del sistema<sup>6</sup>, y estas últimas deben competir entre ellas para obtener un lugar en el despacho de energía en base a sus ofertas. Sin embargo, a diferencia del sistema verticalmente integrado, la combinación fondo/red pública descansa en ofertas descentralizadas, precios de equilibrio, y mecanismos competitivos para guiar el grueso de sus operaciones.

A pesar de que todas las compras y ventas deben estar físicamente programadas a través del fondo, y de que sus precios son usados como el mecanismo, por defecto, para los acuerdos financieros, las generadoras, los minoristas y los clientes minoristas rutinariamente celebran contratos financieros entre sí, sin considerar el precio del fondo (contratos por diferencias). El grueso de la electricidad vendida al por mayor o menor se basa en dichos contratos compensatorios. Por supuesto, una necesidad típica de un cliente minorista no tiene nada que ver con los mecanismos de la red pública o del fondo. Sólo se suscribe con un minorista que acuerda proveer sus necesidades a un precio fijo (p.e. 5p/kWh). El minorista entonces lleva a cabo todos los arreglos físicos y financieros

---

<sup>6</sup> En realidad posee algo de capacidad hidráulica de almacenamiento que fue originalmente vista como una fuente para regular el margen de la red (variaciones entre programaciones de media

necesarios con la red pública, la compañía de distribución, el fondo y cualquier generadora con la cual tiene contratos financieros. Los consumos del cliente tomados del fondo crean una obligación para el minorista con el fondo basada al mismo tiempo en las cantidades consumidas y en el precio del fondo. El cliente, a su vez, paga al minorista por la energía que consume a un precio acordado. El minorista debe, así, compensar el precio del fondo firmando un contrato con una generadora en el que ésta se compromete a vender una determinada cantidad a un precio fijo, p.e. 4 p/kWh. Los consumos del minorista son (efectivamente) igualados a los suministros de la generadora con la que contrata. Si la generadora suministra menos de lo que es vendido por el minorista, la generadora debe al fondo la diferencia con respecto al acuerdo asociado en base a los precios del fondo. Esta diferencia a su vez, va a las otras generadoras que suministran la energía para equilibrar la oferta y la demanda en los momentos críticos.

La estructura de mercado adoptada en Inglaterra y Gales es una solución muy inteligente a los problemas que se presentan al armonizar la operación de una red integrada de corriente alterna, confiando, al mismo tiempo, en generadoras independientes y dispersas tanto para competir en la venta para proveer la carga, como para proveer los servicios requeridos de soporte de red. Sin embargo, han surgido un número de problemas respecto a la coordinación de la red, al control vertical y a problemas de poder de mercado en el nuevo sistema de Inglaterra y Gales.

La teoría que sustenta este modelo asume que el sector de generación es perfectamente competitivo en el sentido de que el precio que limpia el mercado iguala el costo marginal de una unidad adicional de producción, de que todas las generadoras ofertan toda su generación disponible dentro del fondo, y de que ellas ofertan su costo marginal para cada equipo de generación. Dado que se supone que los precios de oferta igualan el costo marginal de echar a andar cada generador, éstos actúan como un sustituto de las señales de precio para el despacho de energía en un sistema verticalmente integrado, donde el operador de despacho usa sus propios cálculos internos del costo marginal para establecer estos despachos. Sin embargo, es bastante claro que las generadoras tienen al menos algún poder de mercado, (Green y Newbery, 1992; Armstrong et al, 1994; Green,

---

hora). Estas instalaciones estuvieron en proceso de venta a fines de 1995.

1995; Newbery, 1995) que algunos precios de oferta y el precio que limpia el mercado exceden el costo marginal relevante y que la programación del despacho de energía que resulta de los precios de oferta es ineficiente (Fehr y Harbord, 1992). A pesar de que hay varios oferentes que compiten (PowerGen, National Power, Nuclear Electric, EDF, Scotland, y nuevos operadores de gas con tecnología de ciclo combinado - CCGT) el precio del fondo es establecido por las ofertas de la National Power o de la PowerGen, las cuales controlan casi toda la capacidad de generación de energía el 90% del tiempo. Los clientes que compran del fondo pagan precios mayores de los que hubieran pagado si hubiera más competencia. Wolfram (1995a) muestra que los precios no son tan altos como lo serían si los generadores coludidos jugaran un juego simple de cantidad de Cournot, o el juego más complicado de subasta modelado por Green y Newbery (1992). El hecho de que los consumidores paguen altos precios no es una falla inherente del esquema basado en el fondo, sino una consecuencia de tener muy pocas generadoras con capacidad de generación “variable” o en un rango medio en el orden de mérito, lo cual determina los precios del fondo en la subasta<sup>7</sup>.

El sistema enfrenta de manera ineficiente tanto las restricciones de transmisión como otras restricciones de la red. Idealmente, uno desearía diseñar una programación de despacho integrado de energía al mínimo costo, en base a los costos de oferta marginales y a las restricciones de la red. Esto debido a que una vez que se toman en cuenta las restricciones de la red en las operaciones en tiempo real, no podría funcionar una generadora escogida para ofrecer sin restricciones en base a los precios del fondo. Por lo tanto, una unidad que debe ser restringida porque existe demasiada generación programada para ofrecer, dadas las restricciones de red, tiene un valor de mercado menor con las restricciones que sin ellas. Similarmente, los requerimientos de soporte de la red para mantener la frecuencia y el voltaje a fin de responder rápidamente a las contingencias o aún para servir la carga en áreas que tienen una inadecuada capacidad de importación, podrían hacer necesario que funcionen ciertas generadoras sin importar (casi) el precio que estas

---

<sup>7</sup> No es del todo claro que un equilibrio de beneficio cero donde los precios iguallen exactamente el costo marginal de corto plazo en todas las horas sea factible. Esto debido a que existen costos de operación fijos asociados con una generadora que es capaz de operar, y a que dichos costos no son afectados por la cantidad generada.

ofertan. El sistema Inglaterra/Gales actualmente maneja estas situaciones pobremente y crea oportunidades para burlar al sistema y explotar el poder de mercado a nivel local. Es importante reconocer que la estructura de información en un sistema como éste, es tal que todas las generadoras conocen bastante bien los costos de las otras generadoras y los atributos de operación de la red. Además, probablemente, saben que quizá no funcionarán debido a las restricciones de red, aunque hayan sido seleccionadas por orden de mérito en la programación. Se puede considerar una generadora dentro del orden de mérito, sabiendo que no será llamada a funcionar y será restringida. Sin embargo, cuando son restringidas, se les paga según sus precios de oferta. Otras generadoras pueden saber que funcionarán por razones de confiabilidad aún si su precio de oferta es demasiado alto como para ser incluido en el orden de mérito. Ellas pueden ofertar un precio muy alto, no ser programadas para el despacho y luego funcionar debido a las restricciones de confiabilidad de la red. También reciben su precio de oferta. Estos costos de generación ‘fuera de mérito’ son los costos de las restricciones de red y son pasados a través de un “cargo de incremento” uniforme que incluye estos y otros costos de soporte de red. El problema de la restricción\* puede ser manejado con un mecanismo apropiado de precio nodal. La restricción en cuestión está en el poder de mercado local y sólo puede ser resuelto a través de un mecanismo de regulación o contractual ex ante, o haciendo inversiones de red que suavicen la restricción. Este tipo de problema de mercado de energía local es inherente en la configuración del circuito (al menos en el corto plazo) y la distribución geográfica de las generadoras no tiene nada que ver en particular con el modelo de fondos adoptado en Inglaterra y Gales.

El sistema da incentivos débiles para la localización (o ubicación) y para la expansión de la red pública de electricidad. En un sistema competitivo deberían haber diferencias de precios entre las diferentes locaciones, que reflejen pérdidas y restricciones de red. Exactamente cuáles deberían ser estas diferencias de precios y cómo pueden ser mejor determinadas en un sistema descentralizado es una pregunta complicada y controvertida (Schweppe et al, 1988; Hogan, 1992, 1993; Chao y Peck, 1995; Oren et al, 1995). Sin embargo, al no haber incentivos en los precios, las generadoras no ven el

---

\* N. de T.: Constrained off problem, en el original.

impacto de sus decisiones de ubicación en los costos globales de la red. El restringir el funcionamiento de una planta puede exacerbar este problema. Más aún, la compañía que tiene a su cargo la red pública de electricidad no tiene buenos incentivos para hacer inversiones eficientes de transmisión. Opera con un mecanismo de precio tope que es transferido al costo del servicio de transmisión. Pero mantener bajo el costo del servicio de transmisión puede incrementar los costos de oferta de la potencia en algunas áreas. Dado que los costos de la planta restringida y la no restringida pasan a través de los clientes mayoristas a los minoristas dólar por dólar, la compañía de la red pública de electricidad no tiene incentivos para adoptar las decisiones económicas correctas sobre la inversión en transmisión<sup>8</sup>.

### *Las Propuestas en California*

En abril de 1994, la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC) emitió un informe (el 'Libro Azul') que proponía la reestructuración drástica de la industria (privada) de energía eléctrica<sup>9</sup> en California, para promover la competencia al por mayor y por menor en la oferta de servicios de generación para reformar la regulación de la transmisión y distribución. Las propuestas de reforma estaban motivadas por el hecho de que las tarifas eléctricas se encontraban entre las más altas del país, y por una gran recesión que hizo del precio de la electricidad un importante tema político. Había una gran brecha entre el costo de generación, reflejado en las tarifas minoristas, y el valor de la generación en el mercado mayorista. Además, existía la percepción de que el sistema de regulación de

---

<sup>8</sup> En el sistema Inglaterra/Gales ha surgido otro problema, a pesar de que no tiene que ver directamente con la coordinación de la red o con aspectos de integración vertical. Las compañías regionales de distribución son reguladas usando un precio tope ( $RPI - X + Z$ ) más un conjunto de estándares de calidad de servicio y penalidades impuestas si se falla en satisfacer estos límites. Las normas de aumento de productividad fueron establecidas a un nivel muy bajo ( $X$  era muy bajo -en realidad- era negativo) desde el punto de vista de la extracción de rentas. Las firmas regionales de electricidad podían obtener beneficios sustanciales de las mejoras de eficiencia y (aparentemente) negarse a reforzar sus sistemas, como se asumió en el cálculo original de  $X$ . Esto ha creado una gran insatisfacción pública con el sistema, sin duda reforzada por el hecho de que la compensación de los RECs CEOs se triplicó en los dos años posteriores a la privatización (Wolfram, 1995b).

<sup>9</sup> Hay un gran sector municipal de empresa de servicios en California que sirve ciudades tales como Los Angeles, Sacramento, Pasadena y Anaheim que no son reguladas por la CPUC y no están directamente afectadas por las reglas de reestructuración y competencia.

California se volvió muy engorroso y politizado, de manera que si no era reformado, colapsaría bajo su propio peso.

La oferta de electricidad en California (incluyendo las entidades de energía privadas y públicas) es aproximadamente del mismo que en Inglaterra y Gales, y tiene una gran capacidad de generación operativa independiente (Qf) bajo contrato con las empresas de servicios. A diferencia de Inglaterra y Gales, California no es una isla eléctrica. La red en California está integrada con la red pública del oeste y grandes magnitudes de energía fluyen entre las empresas de servicios de todo el oeste de EEUU y Canadá, sobre la base de una amplia gama de contratos bilaterales de energía mayorista de corto y mediano plazos y arreglos multilaterales. Ellos definen: los protocolos para una operación sincronizada de las 35 áreas de control en el WSCC, la asignación de los derechos de transmisión y los protocolos de racionamiento que entran en juego cuando los derechos entran en conflicto debido a las restricciones de red.<sup>10</sup>

Desde abril de 1994, un gran número de grupos de interés ha participado en procedimientos administrativos extensos, pretendiendo definir cómo y cuándo realmente se implementarán los conceptos delineados en el Libro Azul. Gran parte del debate sobre las opciones de reestructuración se ha enfocado en la estructura vertical y horizontal del mercado y, en particular, en el rol del operador de red y sus relaciones con las firmas y los clientes. A pesar de que este debate ha tenido lugar en términos de los atributos técnicos del llamado 'Modelo Poolco' y un 'Modelo de Contratos Bilateral' alternativo, de hecho, la economía política que rodea este debate refleja en gran medida las disputas existentes sobre la asignación de los costos hundidos, (los cuales podrían no ser recuperables en un mercado plenamente competitivo o ser desplazados de un grupo de clientes a otro), sobre la esperanza de algunos intereses de contar con alternativas que les provean de derechos de transmisión a precios favorables, así como también sobre el deseo de los corredores y de

---

<sup>10</sup> Además, está el fondo de Energía de Sistemas del Oeste (WSPP), que involucra a empresas de servicios de todo el WSCC. El acuerdo WSPP permite a los participantes negociar precios para la potencia a corto plazo y para el servicio de transmisión bajo un precio tope. No es un fondo de despacho de energía tradicional como NEPOOL o PJM.

algunas empresas de servicios de crear una estructura de mercado con altos costos de transacción e información, con la cual ellos podrían sacar ventaja.

En mayo de 1995, el CPUC emitió dos propuestas más refinadas de reestructuración, una propuesta mayoritaria y una propuesta de desavenencia<sup>11</sup>. La primera, la Propuesta de Decisión Política presentada por la mayoría, contemplaba un Sistema Operador Independiente (ISO) que podría (i) realizar una subasta de precio uniforme cada hora, en sobre cerrado, abierta a todas las generadoras en la WSCC, a fin de proveer energía para satisfacer la demanda proyectada el día anterior; usar los precios ofrecidos en la subasta y la información sobre las restricciones de la red para determinar un despacho de energía económica en base al orden de mérito y las programaciones asociadas del día siguiente y, finalmente, calcular los precios de equilibrio de mercado para cada hora en base a las ofertas de precios y a las restricciones de red; (ii) programar y establecer la estructura de despachos de energía de las generadoras para balancear cargas y recursos, usando la red en tiempo real, en base a las ofertas más bajas obtenidas en la subasta y a las restricciones en transmisión y a otras restricciones de red, a fin de lograr la utilización al mínimo costo de las instalaciones disponibles de generación y transmisión; (iii) adquirir competitivamente, a través de licitaciones o contratos, ciertos servicios auxiliares de soporte de red que se requieren para mantener la confiabilidad y facilitar la operación eficiente de las generadoras capaces de ofertar la energía a los clientes usando las instalaciones de transmisión operadas por ISO; (iv) operar físicamente las instalaciones de la red de transmisión sobre las que tiene control físico para mantener la confiabilidad, (incluyendo respuestas a resultados no planeados de la transmisión y del equipo de generación y otras emergencias), y para manejar las restricciones de red de una manera económicamente eficiente; (v) coordinar operaciones con las áreas de control interconectadas para facilitar las ventas y compras competitivas de energía y para mantener la confiabilidad; (vi) dar información al público teniendo en cuenta los precios de mercado existentes en una base horaria o de media hora, incluyendo las diferencias de precio entre localidades que resultan de las restricciones de red; y (vii) establecer un sistema de arreglos financieros para asegurar que las firmas sean debidamente pagadas por la energía que

---

<sup>11</sup> Una decisión de reestructuración final debió emitirse el 6 de diciembre de 1995, pero fue demorada hasta el 20 de diciembre, luego que el borrador de este artículo fuera terminado.

proveen a la red, que los compradores sean debidamente cargados por la energía que consumen de la red, y que los cargos por la transmisión y los servicios de soporte de la red sean debidamente facturados y pagados por todos los vendedores y compradores responsables de los mismos.

La Propuesta de Decisión Política contemplaba que el ISO sería responsable de operar las instalaciones de transmisión de alto voltaje de las tres empresas de servicios de propiedad privada en California, así como las instalaciones de otras entidades, en particular las empresas de servicios municipales con instalaciones de transmisión de alto voltaje, que podrían elegir voluntariamente entregar la operación de sus instalaciones de transmisión al ISO, de forma tal que podrían operar de una manera integrada con las instalaciones de transmisión de los IOUs. Cualquier generadora que buscara acceso a las instalaciones de transmisión operadas por el sistema tendría un acceso abierto igualitario a la red ISO, en los mismos términos y condiciones. Estos últimos serían especificados en las tarifas de transmisión y en los acuerdos de interconexión sujetos a la regulación de la FERC. La Propuesta de Decisión Política se encargó de que los compradores de electricidad en este mercado fueran inicialmente las empresas de servicios de distribución en vez de los clientes minoristas. Sin embargo, las tasas serían rediseñadas para dar a los clientes medidas apropiadas del ‘acceso directo virtual’, y se esperó el surgimiento de oportunidades para que se realicen contratos financieros bilaterales, no regulados, a fin de compensar las variaciones en el precio spot en el mercado mayorista. Además, bajo esta propuesta, el acceso directo al mercado mayorista por parte de los clientes minoristas - en la forma de ‘contratos bilaterales físicos’ - sería diferido hasta que las instituciones del mercado mayorista fueran establecidas y refinadas y se resolvieran una variedad de problemas jurisdiccionales de política pública.

El modelo POOLCO propuesto por la mayoría, en mayo de 1995, comparte muchos aspectos comunes con el sistema en Inglaterra y Gales, a pesar de que sus proponentes esperan implementar un método mucho más sofisticado para fijar los precios de las restricciones de red e integrar éstas a la programación de despacho de energía de las generadoras, determinando el precio neto de energía en cada nodo de generación y de consumo.

En setiembre de 1995, la Compañía Edison del Sur de California y los grupos que representaban a sus clientes industriales y a sus proveedores independientes de energía en California, llegaron a un acuerdo y firmaron un Memorándum de Entendimiento (MOU) que trata varios problemas del programa de reestructuración, incluyendo la estructura de mercado y, en particular, la coordinación entre las generadoras y la red. Al leer el MOU, particularmente la discusión sobre la estructura de mercado incluida en su ‘Anexo A’, podemos observar que tiene mucho de lo que se contemplaba en la Propuesta de Decisión de Política de la mayoría. También incorpora un número de sugerencias incluidas en la Propuesta de Decisión de Política de Knight. Hay tres grandes cambios en la estructura de mercado contemplada en la mencionada propuesta de marzo de 1995.

Primero, bajo el MOU, una entidad separada llamada ‘Bolsa de Energía’\* y no el ISO, determinaría un fondo de energía con un precio de subasta cada hora, así como un orden de mérito (económico) del despacho de energía de las generadoras programado a través de este proceso de subasta. La Bolsa de Energía tomaría un día antes las ofertas de las generadoras para, así, satisfacer la demanda proyectada del servicio, con cargas servidas a través de la red ISO de demandas que especifican ser atendidas bajo contratos bilaterales (véase más abajo). Luego, esta misma entidad entrega al ISO su orden de mérito del despacho de energía y la información económica asociada, quien la integra con las programaciones que han sido presentadas a las generadoras con los compromisos de contratos bilaterales.

Segundo, todas las generadoras que presentan programaciones al ISO no estarán obligadas a presentar sus ofertas de suministro a la Bolsa de Energía, ni serán programadas según el orden de mérito que éste determina. En vez de ello, las generadoras pueden optar por presentar programaciones ‘bilaterales’ directamente al ISO y ser programadas por éste, según la programación que prefieran y la información económica que directamente le presenten. Se espera, sin embargo, que al menos inicialmente, las tres empresas privadas de servicios más grandes de California ofrezcan la mayor parte de su generación a la Bolsa de Energía. El ISO será aún el responsable de integrar las programaciones recibidas de éste con las programaciones bilaterales, resolver las restricciones, administrar la confiabilidad,

---

\* N. de T.: Power exchange, en el original.

equilibrar la carga en tiempo real y definir protocolos para identificar los desequilibrios de energía y los arreglos financieros asociados.

Finalmente, el acceso ‘físico’ directo para clientes minoristas podría estar disponible, en base a una programación, al mismo tiempo que la Bolsa de Energía y el ISO entren en operación. El MOU se encargará de que la nueva estructura de mercado, incluyendo el primer tramo de acceso directo, esté operando a más tardar el primero de enero de 1998. Esto es, un año después de la programación establecida para la Bolsa de Energía mayorista/ISO, contemplada en la Propuesta de Decisión Política de la mayoría.

El 20 de diciembre de 1995, el CPUC votó por una decisión final sobre la reestructuración de la industria (3 contra 2). Aunque muchos de los detalles aún no estaban claros en el momento de escribir este artículo, la decisión final parece adoptar muchos de los principios incluidos en el MOU. Más aún, existen un ISO, una Bolsa de Energía independiente (el fondo de energía spot con un día de anticipación), oportunidades para programaciones bilaterales fuera de la Bolsa, una programación del acceso directo para los clientes minoristas que comienza en 1998 y, finalmente, protocolos de administración de restricciones que involucran la determinación de precios de congestión basada en la diferencia de los precios de oferta marginales de la subasta (o precios de reserva de restricción dados por las programaciones bilaterales). Esta diferencia está determinada por una programación de despacho de energía restringida de facto por la Bolsa de Energía y por las programaciones bilaterales para resolver los conflictos entre las programaciones sugeridas y la capacidad de transmisión. La principal diferencia entre la decisión final y el MOU, es que éste especificó principios generales para la fijación del precio de transmisión, de tal modo que ésta se basa en mecanismos restringidos -de una manera económicamente eficiente-, por la transmisión misma, dejando los detalles para una negociación posterior. La decisión final conduce a las partes hacia el mecanismo de precio nodal propuesto por Hogan. Además conserva todos los aspectos importantes de la propuesta original ‘sólo mayorista’ de POOLCO, dando más transparencia, más opciones para firmas y clientes, y un acceso directo más rápido. La decisión tiene una programación de implementación muy

rápida que busca tener el ISO, la Bolsa de Energía, el acceso directo y los protocolos de regulación de incentivos para controlar las funciones del monopolio regulado que permanecían en operación hasta el 1 de enero de 1998.

Creo que la estructura de mercado contemplada en la decisión final de CPUC tiene mucho sentido, a pesar de que hay importantes detalles de implementación que necesitan ser trabajados. En particular, trata con acierto los atributos de red discutidos antes, los aspectos de control vertical y horizontal asociados y los problemas de “free riding” y externalidades, que cualquier buena estructura de gobierno debe poder manejar. Más aún, esto se logra de manera que se facilita la competencia entre las generadoras tanto en las ventas físicas, como en la suscripción de contratos financieros bilaterales de todo tipo. También se asegura que todos los usuarios del circuito paguen por los costos de transmisión y soporte de red, que las programaciones sean coordinadas y razonablemente eficientes cuando las restricciones causan conflictos de programación, que los desequilibrios de energía sean debidamente tratados y, (asumiendo que los mercados de subastas son eficientes) que haya una programación económica del despacho de energía de las generadoras. Estos arreglos se caracterizan por los bajos costos de transacción, tanto para compradores como para vendedores, y por el muy fácil acceso a la información acerca de los precios de mercado. Los cambios hechos en el MOU, en particular la separación del ISO y la Bolsa de Energía, pueden crear algunos costos de transferencia de información, pero si las reglas se implementan debidamente, las reformas MOU trabajarán razonablemente bien. La estructura MOU tiene algunas ventajas. Da acceso directo a los clientes minoristas al mercado mayorista de una forma más rápida que la propuesta de la mayoría de mayo de 1995; provee más transparencia en la fijación de precios y da opción a las generadoras de autoprogramarse si perciben que el ISO no está tomando una programación de despacho de energía adecuada para las generadoras. Al mismo tiempo, no permite que las generadoras usen derechos de auto-programación para obtener los derechos de la escasa capacidad de transmisión a precios atractivos o que pasen por alto la responsabilidad del soporte de red o costos de congestión.

### *Otros países*

Otros países han implementado reformas estructurales y reguladoras para promover la competencia en la generación y reformar la regulación en el sector eléctrico. Estos esfuerzos son casos de estudio útiles, pero su relevancia para EEUU, Europa del Este, Japón y otros países es limitada. Mucho se ha hecho en el sistema chileno, por ejemplo. Sin embargo, este sistema es pequeño (sólo 5,700 Mw), tiene una red de transmisión lineal simple, está caracterizado por un comportamiento colusivo en algunas dimensiones, e involucra más regulación administrativa de facto. Endesa, la empresa dominante de los servicios de generación en Chile, controla el 60% de la capacidad de generación y tiene varios acuerdos cruzados con empresas oferentes de electricidad y gas. El sistema de Nueva Zelanda es también bastante pequeño (8,000 Mw) y su reestructuración dejó intacto al propietario de casi toda la capacidad de generación, creando un monopolio virtual sobre dicha capacidad (actualmente, se está controlando el monopolio). El sistema de Argentina es más interesante, pues es mayor (18,000 Mw), tiene una composición más diversa de recursos y la estructura de la red pública es más interesante. El sistema noruego (27,000 Mw) también es interesante, a pesar de que el 100% de la energía generada es hidroeléctrica y de que los gobiernos nacional y municipal poseen la mayor parte de la generación (85%), la transmisión de la red pública y las distribuidoras. En Noruega la privatización no acompañó la reestructuración, a pesar de que hay numerosos propietarios públicos y privados de la capacidad de generación.

Las nuevas estructuras de mercado en estos países tienen algunas características comunes que responden a los problemas de coordinación y control vertical de la red, que se han identificado aquí (Hope et al., 1995; Moen, 1995; Rudnick et al., 1995). Todos estos sistemas tienen un operador de sistema independiente (generalmente una compañía independiente encargada de la red pública) responsable de operar la red de forma tal que mantenga la confiabilidad, facilite el despacho económico de energía de las generadoras, equilibre cargas y recursos, provea una fuente de respaldo para la oferta, y asegure la compatibilidad de la competencia entre generadoras con el despacho económico y la confiabilidad en la red. El ISO es responsable del control en tiempo real de las instalaciones de la red, incluyendo a las generadoras disponibles y conectadas a la red, estableciendo protocolos para ofertar y pagar servicios auxiliares de soporte de red tales como potencia

reactiva, reservas desarrolladas y reservas probadas. También es responsable de la programación física de la generación y del despacho de las generadoras sobre la base de costos marginales auditados (o costos de oportunidad para el reservorio) o de precios de subasta. Hay un mercado mayorista que incluye un mercado spot, organizado por el ISO, y un mercado de contratos que involucra contratos financieros bilaterales acordados entre compradores elegibles (distribuidores o grandes clientes minoristas) y vendedores, o vía intermediarios que los articulan. No parece haber necesariamente, ninguna incompatibilidad entre un sistema central de despacho manejado por el ISO, un mercado spot organizado y manejado también por el ISO y los contratos financieros bilaterales suscritos sobre la base de este sistema de ‘fondos’ de corto plazo. Todos los sistemas reconocen la conveniencia de precios de transmisión eficientes, que reflejen las restricciones de red y las pérdidas del sistema, y que tales precios den cuenta de las diferencias espaciales que variarán según las condiciones de la red. Sin embargo, la implementación de los principios relevantes de la fijación de precios de transmisión no ha sido perfecta. Noruega y Argentina parecen haber tenido el mayor progreso. Estos países tienen un sector de generación estructuralmente más competitivo que Chile o Inglaterra/Gales.

Así, todos estos sistemas reconocen que los atributos físicos específicos a la electricidad, en particular el carácter integrado de la red pública, la necesidad de equilibrar la oferta y la demanda en tiempo real, la incapacidad de los precios de ajustarse lo suficientemente rápido para generar este equilibrio, la ausencia de derechos de propiedad bien definidos para usar la red pública, los requerimientos de medidas complejas para cuadrar, por un lado, los suministros y el consumo, con las obligaciones financieras por el otro, etc., deben ser reconocidos eficientemente para descentralizar las decisiones de oferta de generación y facilitar la competencia en el sector de la electricidad. Más aún, no sólo la ‘transmisión’ es un monopolio natural, sino que muchas funciones importantes de la red que son integrales a una coordinación eficiente, a nivel horizontal y vertical son también monopolios naturales. Estas funciones incluyen la programación y el despacho de energía<sup>12</sup>, un mercado spot organizado para manejar los desequilibrios, alrededor del cual puede

---

<sup>12</sup> Todos los generadores deben ser programados y un número ‘suficiente’ de ellos debe estar bajo el control central.

crearse un sistema de arreglos financieros creíbles, y la adquisición (pero no la oferta directa) de ciertos servicios auxiliares de soporte de red por parte de las generadoras.

Noruega es frecuentemente señalada como un ejemplo de sistema que descansa principalmente 'en el mercado' y no en el 'control central'. Esta es una caracterización errada del sistema noruego. Puede existir un mercado competitivo de contratos bilaterales junto con un operador de red que tiene un gran control sobre el funcionamiento de la red, con programación centralizada de despacho de energía y con un mercado spot manejado por el operador de la red. Aquellas personas más familiarizadas con el sistema noruego, reconocen esto explícitamente:

La importancia de los arreglos efectivos de los fondos en un ESI competitivo no puede ser sobreestimada. El fondo brinda:

- una fuente de respaldo y de suministro de potencia para que las firmas puedan respaldar a las generadoras o a las firmas que ofrecen contratos de largo plazo a los consumidores finales: sin un acceso al fondo, la potencia de la firma sólo podría ser ofrecida por las generadoras que poseen un portafolio de planta y, en la medida en que la potencia de la firma es un requerimiento necesario para los consumidores, la competitividad en el mercado de generación y en el mercado de oferta final está limitada;
- un mercado al alcance de las generadoras que no pueden vender su energía con contratos o que requieren de un mercado para su exceso de producción;
- un precio de referencia para los contratos a largo o corto plazo realizados fuera del fondo, que otorga a los participantes una estabilidad de precios que no está inmediatamente disponible dentro del fondo;
- un precio de referencia que se usará para dar señales del desarrollo óptimo de la capacidad de generación y transmisión en el sistema.

Además el fondo proporciona, de hecho, los medios tradicionales mediante los cuales los costos de generación pueden minimizarse a través de la operación por orden de mérito y la agregación de los requerimientos de reservas. (Moen, 1995, p.5)

## **VI. ¿POR QUÉ MOLESTARSE CON LA COMPETENCIA?**

Es factible crear instituciones que hagan lo posible tanto para respaldar el desarrollo de un sector competitivo de generación como para mantener relaciones horizontales y verticales eficientes que sean compatibles con los atributos físicos de las redes sincronizadas de energía eléctrica de corriente alterna, la minimización del costo del despacho de las generadoras, la asignación eficiente de restricciones de red y la continuidad de la confiabilidad de la oferta. En el núcleo del problema se encuentran: la definición apropiada del rol del operador de red, reconociendo que una variedad de funciones de la red tienen atributos de monopolio natural y/o son fuentes potenciales de fallas de mercado, así como también la creación de un sistema que produzca señales de precio apropiadas, la articulación de las generadoras con el operador de red y la definición de protocolos apropiados de operación de red cuando se espera que los precios no asignen los recursos eficientemente. Es decir, se debe crear una estructura de gobierno sustituta para lo que hasta ahora se ha realizado con los protocolos internos de operación en las firmas vertical y horizontalmente integradas y con los acuerdos multilaterales de coordinación de red entre entidades que no compiten entre sí. En la práctica, no es fácil crear estos nuevos arreglos institucionales, y aquéllos que existen tienen algunas imperfecciones que llevan a ineficiencias de inversión y operación.

La pregunta surge naturalmente, ¿por qué molestarse? Una de las cosas que los sistemas de energía eléctrica verticalmente integrados hacen razonablemente bien en muchos países desarrollados, es la programación del despacho de energía de las generadoras y la toma en cuenta de las restricciones de red en sus sistemas. Países como Francia, que están tanto vertical como horizontalmente integrados en la mayor parte de la red, también se enfrentan extremadamente bien a las restricciones de red y a las interrelaciones entre los nodos de las redes sincronizadas. En EEUU, donde muchos operadores de área de control operan piezas de una misma red sincronizada, ha surgido una jerarquía completa de consejos de confiabilidad y protocolos de operación multilateral para tratar los problemas potenciales de “free riding” y externalidades que de otro modo existirían dado que son muchas las entidades que explotan una red común. Estos arreglos también han trabajado razonablemente bien, especialmente al optimizar las operaciones de

corto plazo de las generadoras (localizados al interior de pools de potencia o en sistemas contiguos), y al coordinar las inversiones en la capacidad de transmisión. Sin embargo, a medida que la competencia en el sector de generación crece, tanto en los niveles mayorista como minorista, estas jerarquías de red están rebasando sus límites poco a poco. Las redes de todos los países desarrollados también mantienen altos niveles de confiabilidad, en un sentido amplio.

Entonces, para contestar la pregunta ‘¿por qué molestarse?’, debemos reconocer que la operación y coordinación económica y confiable de instalaciones dispersas de generación conectadas a una red de corriente alterna no es, actualmente, un gran problema económico en muchos sistemas.<sup>13</sup> No es un problema que debamos resolver con la ayuda de la competencia. Al contrario, la cuestión es si podemos o no retener estos atributos deseables de operación de las redes modernas de energía eléctrica, mientras que se descansa en la competencia en la generación para mejorar otras imperfecciones asociadas con los monopolios regulados verticalmente integrados. ¿Cuáles son estos otros problemas que necesitan solución?

En la medida en que existan problemas de eficiencia en la estructura tradicional de propiedad privada o pública de los oferentes de electricidad verticalmente integrados, que proveen el servicio exclusivamente en un área geográfica específica, dichos problemas pueden agruparse en áreas específicas.

Costos de Construcción de Generación y Decisiones de Inversión: En promedio, aproximadamente la mitad del costo de un Kwh de electricidad está asociado a los costos de operación y a cargos de transporte asociados a las instalaciones de generación. Entre las empresas de servicios (dentro y entre países) existe una variación sustancial en los costos de construcción de unidades similares de generación (Monopolios y Comisión de Fusiones, 1981, p.256; Joskow y Rose, 1985; Lester y McCabe, 1993) que no puede ser explicada fácilmente por diferencias en los costos de oportunidad. Algunas de estas variaciones pueden ser explicadas por los pobres incentivos de control de costos creados por la

regulación de precios o por la propiedad pública en un ambiente de monopolio. Más aún, con monopolios verticalmente integrados, como en EEUU antes de la década de los ochenta, no había mecanismo a través del cual las compañías que eran particularmente buenas en manejar la construcción de plantas de generación pudieran expandir sus mercados, ni tampoco manera por la que aquéllas que no manejaban bien la construcción de proyectos de generación pudieran ser retiradas del negocio. Fuera de los “joint ventures”, cada empresa de servicios manejó sus propios proyectos de construcción de plantas de generación. Las empresas más pequeñas deben haber estado en menor capacidad de manejar tecnologías más complejas que las grandes y también eran menos innovativas (Rose y Joskow, 1990). Se discute también, algunas veces, que el efecto ‘Averch-Johnson’ dio incentivos a las empresas de servicios para elegir tecnologías de generación más intensivas en capital (p.e. energía nuclear en vez de carbón) que lo que resultaba económicamente apropiado. No hay mucha evidencia empírica que sustente esta proposición debido a las proyecciones ex ante de los costos de construcción de plantas nucleares y de los precios futuros de combustibles fósiles. Sin embargo, hay buenas razones para creer que algunas empresas manejaron inadecuadamente la construcción real de estos proyectos.

Costos de Operación de la Unidades de Generación: La reestructuración en Inglaterra y Gales ha sido guiada parcialmente por el deseo de acabar con la oposición del sindicato de mineros de carbón y hacer posible para las firmas generadoras volver a fuentes de carbón -tanto locales como extranjeras- de más bajo precio. Antes de la reestructuración, el CEGB compró una cantidad de carbón doméstico de alto precio y sostuvo la industria doméstica del carbón. La teoría era que la combinación de la privatización y la competencia impondría las restricciones significativas en la industria de carbón y daría a los generadores la flexibilidad para comprar los combustibles disponibles más baratos. En España, Alemania, y en mucho menor medida en EEUU, se dan casos en los que el sector de oferta de electricidad compra el carbón a un alto costo. Este es más un problema de economía política que un problema de mecánica regulatoria, dado que es bastante fácil diseñar mecanismos reguladores que den buenos incentivos para comprar combustibles tan

---

<sup>13</sup> En Noruega, este es un problema mayor que la reestructuración, y en verdad, una de las metas de las reformas en Noruega fue mejorar la integración de las generadoras, que ha sido

económicamente como sea posible. Los costos de las unidades de generación también dependen de la disponibilidad de la unidad (i.e. la fracción del año que no sea reparada y esté disponible a la oferta de electricidad) y de su eficiencia térmica. Existe mucha variación en la disponibilidad y en la eficiencia térmica entre las unidades de generación fósil y nuclear, tomando en cuenta los atributos subyacentes de la tecnología elegida (Joskow y Schmalensee, 1987; Lester y McCabe, 1993). Más aún, algunas empresas de servicios parecen ser sistemáticamente mejores operadoras que otras. El proceso regulatorio penalizó y recompensó el desempeño de la operación sólo indirectamente, a pesar de que numerosos estados, durante los años ochenta, comenzaron a enfocar los incentivos basados en el desempeño (Joskow y Schmalensee, 1986). Nuevamente, los mecanismos de mercado para dirigir a las firmas hacia mejores prácticas de mantenimiento y protocolos de operación, fueron abatidas por la institución del monopolio regulado. Finalmente, las empresas de servicios pueden tener incentivos para mantener en operación unidades de generación, en operación aún cuando dichas unidades deberían estar paralizadas. Bajo el viejo régimen, en Inglaterra y Gales, antiguos e ineficientes generadores se mantuvieron funcionando para crear un mercado de carbón caro y para mantener el empleo. En los EEUU, las reglas reguladoras tratan los costos de capital de una 'planta abandonada' de forma tal que se recompensa menos a los accionistas si cierran la planta que si mantienen sus operaciones, pero sólo en la medida en que los reguladores no los encuentren operando la planta de manera ineficiente, en cuyo caso les impondrían una penalidad aún más costosa.

**Prácticas de Empleo y Salarios:** La experiencia con la reestructuración, privatización y desregulación en muchos países sugiere que tanto las empresas públicas como las firmas privadas sujetas a regulación de precios y de entrada, emplean demasiados trabajadores (tienen niveles bajos de productividad laboral). El número de trabajadores que han sido apartados del sector eléctrico en Inglaterra y Gales es bastante impresionante. Sin embargo, la CEGB y las áreas de base tienen niveles de productividad del trabajo mucho menores que las empresas de servicios norteamericanas (mucho menos del 50%) por lo que el sector en Inglaterra y Gales debe haber sido inusualmente ineficiente según los estándares mundiales. Sin embargo, los esfuerzos recientes de las empresas

---

desarrollada para servir cargas específicas municipales e industriales.

norteamericanas de servicios para reducir costos, reduciendo sus niveles de empleo, sugieren que hay oportunidades significativas para incrementar la productividad del trabajo. Por otro lado, la experiencia con algunas industrias reguladas es que los salarios cayeron después de la desregulación frente al incremento de la competencia, especialmente por parte de las empresas sin sindicatos (Joskow y Rose, 1989). Existe evidencia limitada de que los salarios de los trabajadores de la producción en el sector regulado son mayores que en otros sectores, controlado por la incidencia de varios indicadores de capital humano (Katz y Summers, 1989). Por otro lado, se paga significativamente menos a los administradores experimentados de las firmas privadas reguladas y de las empresas públicas, que a los administradores con atributos similares (medibles) en empresas no reguladas de tamaño similar (Joskow et al., 1993). Sin embargo, las ganancias potenciales de mejoras en la productividad del trabajo y concesiones salariales, deben mantenerse en perspectiva. En EEUU, los salarios y los beneficios representan el 12% del costo total de proveer electricidad.

**Ineficiencias en la Fijación de Precios:** Existen grandes variaciones en el cuidado que se ha tenido en establecer las estructuras de precios de electricidad que dan a los consumidores los mejores incentivos, dados los costos marginales relevantes y las restricciones de presupuesto bajo las que operan estas entidades. EDF ofrece las estructuras tarifarias minoristas más sofisticadas del mundo, especialmente aquellas que están disponibles a grandes clientes industriales. El récord entre las empresas de servicios norteamericanas es menos impresionante. Más aún, el sistema regulatorio que existe en EEUU, basado en el costo medio, tiene una predisposición incorporada para conducir a precios que estén pobremente alineados con los costos marginales relevantes. Específicamente, las tarifas son diseñadas para recuperar los costos fijos y de operación del oferente, en base a decisiones de inversión históricas y sus costos asociados. Como resultado, cuando hay exceso de capacidad los precios tienden a elevarse y cuando la capacidad es pequeña los precios tienden a caer, justo el comportamiento opuesto al de un mercado.

**Innovación:** A diferencia de la industria telefónica norteamericana, las empresas de electricidad en EEUU y en otros países generalmente no están verticalmente integradas a la

manufactura de componentes eléctricos o equipos. Estos equipos son fabricados por compañías como GE, Westinghouse, Toshiba, ABB, etc. Los clientes son libres de elegir sus propios componentes y equipos. Si hay alguna ineficiencia con respecto a la innovación, ésta estaría probablemente asociada al comportamiento tipo procuraduría\* de las firmas verticalmente integradas. Hay una variación sistemática en el ritmo al cual las empresas de servicios adoptan nuevas tecnologías de generación (Rose y Joskow, 1990). Más aún, el crecimiento del mercado QF/IPP en EEUU, claramente estimuló la innovación y aceleró la difusión de la tecnología de gas de ciclo combinado y de los calderos más eficientes para quemar carbón.

La respuesta a la pregunta ‘¿por qué molestarse?’, es entonces que creando una nueva estructura de mercado, donde las generadoras puedan competir al por mayor y menor y estar libres de regulación, se podrán reducir por lo menos algunas de las ineficiencias asociadas con la institución del monopolio regulado. Ciertamente, las ineficiencias asociadas con los excesivos costos de construcción de nuevos proyectos de generación, las elecciones ineficientes de tecnologías de generación, los excesivos costos de operación el inadecuado mantenimiento de la planta, las fallas de no cerrar plantas ineficientes, el exceso de empleo en las plantas de generación, etc., deberían estar sometidas a una fuerte presión por la competencia. Más aún, las generadoras independientes, los corredores y minoristas, parecen estar interesados en crear un ambiente regulado que reduzca las ineficiencias en la transmisión y en las redes de distribución, segmentos en los que el monopolio regulado continuará vigente. En un régimen de acceso directo, los costos de oferta de energía estarán desvinculados de los costos de transmisión y distribución, y los clientes podrán elegir la asignación de riesgos (asociados a los cambios en las condiciones de oferta y demanda) para satisfacer sus preferencias, y siempre tendrán acceso a los mercados “spot” y de corto plazo que reflejarán las condiciones cambiantes de oferta y demanda. Así, el componente de generación en la factura de electricidad de un cliente puede reflejar las condiciones de mercado, dependiendo del portafolio de contratos de oferta que el cliente elija.

---

\* N. de. T.: En esta circunstancia se tiende a exigir una menor calidad al realizarse las transacciones al interior de la firma.

Esto sugiere que en el sector de generación hay beneficios potencialmente significativos gracias a la competencia. Sería deseable crear una estructura de gobierno que preserve (o mejore) las propiedades de eficiencia asociadas a las operaciones integradas de red que hoy existen en las firmas horizontal y verticalmente integradas y en una variedad de acuerdos multilaterales entre ellas. Y aunque no somos capaces de replicar plenamente el mecanismo interno de las jerarquías con un sistema más descentralizado, esto no significa que el esfuerzo de reestructuración no sea importante. Los beneficios asociados con los menores costos de construcción y operación en la oferta de generación pueden más que compensar algunas imperfecciones adicionales en la coordinación de red y en la administración de las restricciones que pueden acompañar la reestructuración horizontal y vertical. De hecho, este conflicto o “trade off” es una de las lecciones más importantes del paradigma de elección comparativo institucional de Williamson (Williamson, 1985). Es lo mejor que podemos hacer en un mundo donde el mercado, las instituciones organizacionales y las instituciones reguladoras son todas imperfectas.

## **VII. CONCLUSIONES**

Aunque los temas principales de este ensayo han sido la reforma reguladora para la reestructuración y la competencia en una industria de red particular -electricidad-, algunos tipos de problemas similares han sido y están siendo enfrentados en otras industrias de redes reguladas o de propiedad pública. Estas incluyen redes de telecomunicaciones, redes de gasoductos y redes de ferrocarriles. En todos estos casos, las relaciones de control vertical y horizontal (jerárquica y contractual) han sido o están siendo reestructuradas para facilitar la competencia en los segmentos potencialmente competitivos. Al mismo tiempo, queda un conjunto de funciones dentro de la red que son monopolios naturales y se requiere que las firmas de los segmentos competitivos tengan acceso a ellas. La estructura, obligaciones, términos y condiciones del servicio, y el comportamiento del operador de red tienen consecuencias importantes para el desempeño del sector competitivo. No es sólo una cuestión de ‘acceso’ o del precio del acceso. Es una cuestión de reingeniería institucional para hallar nuevas formas organizacionales que sean buenos sustitutos de las estructuras pre-reforma verticales y horizontales jerárquicas, y contractuales, que están siendo derribadas para promover la competencia en ciertos niveles horizontales. Este

problema de diseño institucional está lejos de ser trivial y tiene implicancias importantes para el desempeño de estos sectores a largo plazo.

Aunque sería ideal identificar arreglos organizacionales que repliquen (o mejoren) los aspectos de corto plazo más saltantes de la coordinación vertical y horizontal que posee la estructura industrial prevaleciente, así como promover la competencia en la oferta mayorista y minorista de los servicios de generación, este alegre resultado parece ser inalcanzable en la práctica. Ciertamente, es probable que la rápida expansión de la competencia en la oferta de servicios de generación, de las reglas reguladoras de acceso que fuerzan a que las firmas establecidas verticalmente integradas se comporten como si no estuvieran verticalmente integradas, y de la reestructuración vertical que reduce significativamente el ámbito de la integración vertical entre el operador de red y las generadoras, darán como resultado algunas pérdidas en las eficiencias de corto plazo asociadas al despacho económico de energía, a la administración eficiente de las restricciones de red, a los costos de confiabilidad, y a los costos de los servicios de soporte de red. Como resultado, la reestructuración y el programa de reforma reguladora serán deseables a largo plazo si estas pérdidas en la eficiencia de corto plazo pueden mantenerse pequeñas, y si los beneficios de la reducción de costos a largo plazo debidos a la promoción de la competencia en la construcción y operación de las plantas de generación más que compensan los costos a corto plazo de una inadecuada coordinación horizontal y vertical. Lograr un balance favorable debería ser la meta de las políticas de promoción de la competencia en los sectores de ‘monopolio natural’.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Armstrong, M., S. Cown y J. Vickers

1994 *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. MIT Press: Cambridge, MA.

Bushnell, J. y S. Stoft

1995 "Electric Grid Investment Under a Contract Network Regime," University of California Enegy Institute, miemo, 15 August.

Caho, H. P. y S. Peck

1995 "Market Mechanism for electric Power Transmission," mimeo, 28 May.

Fehr, N. H. y D. Harbord

1992 "Spot Market Competition in the UK Electric Industry," Department of Economics, University of Oslo, miemo, May.

Gilbert, R. J. y M. J. Riordan

1995 "Regulating Complementary Products: A comparative Institutional Approach," *Rand Journal of Economics*, 26(2), 243-256.

Green, R. y D. Newbery

1992 "Competition in the British Electricity Spot Market," *Journal of Political Economy*, 100(5), 929-953.

Green, R.

1995 "The English Electricity Industry in the 1990s" in O. J. Olsen (ed.) *Competition in the Electricity Supply Industry*. DJOF Publishing Company: Copenhagen, pp. 107-136.

Hogan, W.

1993 "Markets in Real Networks Require Reactive Prices," *The Energy Journal*, 14(3), 171-200.

1992 "Contract Networks for Electic Power Transmission," *Journal of Regulatory Economics*, 4(3), 211-242.

Hope, E., L. Rud y B. Sing

1995 "Markets for Electricity: Economic Reform of the Norwegian Electricity Industry," in O. J. Olsen (ed.) *Competition in Electricity Supply Industry*, DJOF Publishing Copenhagen, pp. 69-106.

Joskow, P. L.

1995b "Horizontal Market Power in Wholesale Power Markets," mimeo, August.

1995 "The New Institutional Economics: Alternative Approaches," *Journal of Theoretical and Institutional Economics*, 55(1), 248-259.

1989 “Regulatory Failure, Regulatory Reform and Structural Change in the Electric Power Industry,” *Brookings Papers on Economic Activity: Microeconomics*, 125-199.

Joskow, P. L. y R. Noll

1994 “Deregulation and Regulatory Reform During the 1980s” en M. Feldstein (ed.) *American Economic Policy During the 1980s*. University of Chicago Press: Chicago, IL, pp. 367-452.

Joskow, P. L. y N. Rose

1985 “The Effects of Technological Change, Experience and Environmental Regulation on the Constitution Costs of Coal-Burning Generating Units,” *Rand Journal of Economics*, 16(1), 1-27.

1989 “The Effects of Economic Regulation,” in R. Schmalensee and R. Willig (eds.) *Handbook on Industrial Organization*. North-Holland; Amsterdam, pp. 1449-1506.

Joskow, P. L., N. Rose y A. Shepard

1993 “Regulatory Constraints on CEO Compensation,” *Brookings Papers on Economic Activity: Microeconomics*, 1-58.

Joskow, P. L., y R. Schmalensee

1987 “The Performance of Coal-Burning Electric Generating Units in the United States: 1960-1980,” *Journal of Applied Econometrics*, 2(2), 85-109.

1986 “Incentive Regulation for Electric Utilities,” *Yale Journal on Regulation*, 4(1), 1-49.

1983 *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*. MIT Press: Cambridge, MA.

Katz, L., y L. Summers

1989 “Industry rents: Evidence and Implications,” *Brookings Papers on Economic Activity, Microeconomics*, 209-275.

Lester, R. K. y M. J. McCabe

1993 “The Effect of Industrial Structure on Learning By Doing in Nuclear Power Plant Operations,” *Rand Journal of Economics*, 24(3), 418-438.

Moen, J.

1995 “Electric Utility Regulation, Structure and Competition. Experiences From the Norwegian Electric Supply Industry (ESI), “Norwegian Water Resources and Energy Administration, mimeo, February.

Monopolies and Mergers Commission

1981 “The Central Electricity Generating Board,” Her Majesty’s Stationary Office: London, 20 May.

Newbery, D.

- 1995 'Power Markets and Market Power,' mimeo, 1 April.
- Oren, S., P. Spiller, P. Vavaiya y F. Wu  
 1995 'Nodal Prices and Transmission Rights: A Critical Appraisal,' *The Electricity Journal*, 8(3).
- Posner, R.  
 1971 'Taxation By Regulation,' *Bell Journal of Economics and Management Science*, 2(1), 22-50.
- Rose, N. L. y P. L. Joskow  
 1990 'The Diffusion of New Technology: Evidence From the Electric Utility Industry,' *Rand Journal of Economics*, 21(3), 354-373.
- Rudnick, H., R. Varela y W. Hogan  
 1995 'Evaluation of Alternatives for Power System Coordination and Pooling in a Competitive Environment,' mimeo, July.
- Ruff, L.  
 1994 'Stop Wheeling and Start Dealing: Resolving the Transmission Dilemma,' *The Electricity Journal*, 7(5), 24-43.
- Schweppe, F. C., M. C. Caramanis, R. D. Tabovs y R. E. Bohn  
 1988 *Spot Pricing of Electricity*. Kluwer Academic Publishers: Boston, MA.
- Williamson, O.  
 1985 *The Economic Institutions of Capitalism*. Free Press: New York.
- 1993 'Transaction Cost Economics and Organization Theory,' *Industrial and Corporate Change*, 2(2), 107-156.
- 1975 *Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications*. Free Press: New York.
- Wolfram, C.  
 1995a 'Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market,' November 1995.
- 1995b 'Increases in Executive Pay Following Privatization,' October 1995.

## ÚLTIMAS PUBLICACIONES DE LOS PROFESORES DEL DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA

### Libros

Carlos Contreras y Marcos Cueto.

1999 *Historia del Perú Contemporáneo*. Lima: Red para el Desarrollo de las Ciencias Sociales.

Javier Iguñiz Echeverría.

1999 *Caminando por el Borde. El Perú en la Globalización*. Lima: Instituto Bartolomé de las Casas y Centro de Estudios y Publicaciones.

Máximo Vega-Centeno y Ricardo Infante

1999 *La Calidad del Empleo en América Latina*. O.I.T. Santiago de Chile, Chile.

Giovanna Aguilar, Félix Jiménez y Javier Kapsoli

1999 *De la Industrialización Proteccionista a la Desindustrialización Neoliberal*. Consorcio de Investigación Económica y Departamento de Economía, Pontificia Universidad Católica del Perú.

Félix Jiménez y Erick Lahura

1999 *Ventajas Comparativas y Economías de Escala en la Teoría del Comercio Internacional*. Dirección Académica de Investigación y Departamento de Economía, Pontificia Universidad Católica del Perú.

Javier Iguñiz

1998 *Aplanar los Andes y Otras Propuestas*. Instituto Bartolomé de las Casas, Rimac – CEP. Lima.

José Távara, Giovanna Aguilar y José Oscátegui

1998 *Perú. Regulación de los Servicios Públicos Domiciliarios. Una Mirada desde los Consumidores*. Oficina Regional para América Latina y el Caribe.

Oscar Ugarteche

1997 *El Falso Dilema: América Latina en la Economía Global*. Editorial Nueva Sociedad. Fundación Friederich Ebert-FES. Lima.

### Serie: Documentos de Trabajo

No. 172 Luis García Núñez, “Seguros de salud públicos y privados: el caso chileno”. Diciembre, 1999.

No. 171 Félix Jiménez, “Macroeconomía: Breve Historia y Conceptos Básicos”. Octubre, 1999.

No. 170 José Oscátegui, “Retornos Crecientes a Escala, Comercio Internacional y Política Comercial”. Agosto, 1999.

No. 169 Cecilia Garavito, “Desempleo por Sexo: 1989-1996. Un Análisis Microeconómico”. Agosto, 1999.

No. 168 Félix Jiménez, “Agregados Macroeconómicos y Contabilidad Nacional”. Junio, 1999.

- No. 167 José Oscátegui, “La Teoría de las Uniones Aduaneras: El enfoque Tradicional”. Junio, 1999.
- No. 166 Félix Jiménez, “Macroeconomía Keynesiana de la Determinación de los Niveles de Producción y Empleo”. Mayo, 1999.
- No. 165 Félix Jiménez, “Keynesianismo, Monetarismo y Nueva Macroeconomía “Clásica”. Mayo, 1999.
- No. 164 José Gallardo, “Disyuntivas en la Teoría Normativa de la Regulación el Caso de los Monopolios Naturales”. Marzo, 1999.
- No. 163 Pedro Francke, El Cobro de Tarifas y la Equidad en la Distribución del Subsidio Público en Salud en el Perú”. Marzo, 1999.
- No. 162 Oscar Dancourt y Waldo Mendoza, “Los Dos Canales de Transmisión de la Política Monetaria en una Economía Dolarizada”. Enero, 1999.
- No. 161 Leopoldo Vilcapoma, “Sistema Bancario y Fluctuaciones Macroeconómicas, Perú 1950-1997”. Noviembre, 1998.
- No. 160 Jorge Rojas, “La Rentabilidad del Sistema Privado de Pensiones en el Perú: 1993-1997”. Noviembre, 1998.
- No. 159 Javier Iguíñiz, “Back to Heterodox Questions: Progress with Regress Through Competition”. Noviembre, 1998.

**Serie: Informes de Coyuntura**

Informe de Coyuntura, Segundo Trimestre 1999, Oscar Dancourt, Waldo Mendoza y Leopoldo Vilcapoma. Julio, 1999.

Informe de Coyuntura, Primer Trimestre 1999, Oscar Dancourt y Waldo Mendoza. Mayo, 1999.

**Serie: Reimpresiones**

No. 24 Efraín Gonzales de Olarte y Pilar Gavilano Llosa, “Does Poverty Cause Domestic Violence? Some answers from Lima”. Too Close to Home. Domestic Violence in the Americas, Andrew R. Morrison y María Loreto Biehl, Editores. Inter-American Development Bank, 1999.

No. 23 Efraín Gonzales de Olarte, Cecilia Levano y Pedro Llontop, “Domestic Saving and Structural Adjustment in Peru: 1990-95”. Carmen M. Reinhart (compilador), Financial Liberalization, Capital Flows and Growth in Latin America, Washington, D.C: Inter-American Development Bank, 1999.

No. 22 Efraín Gonzales de Olarte, “Growth Without Development: Peru 1950-1995” The Political Economy of Latin America in the Postwar Period, Laura Randall, Editor. University of Texas Press, Austin, 1997.

- No. 21 Adolfo Figueroa “Pobreza Rural en los Países Andino,” Lucio G. Reza y Rubén G. Echeverría (compilador), *Agricultura medio ambiente, y pobreza rural en América Latina*, Washington, D.C: BID-IFPRI, 1998.
- No. 20 Adolfo Figueroa “Hacia un Nuevo Enfoque sobre el Desarrollo Rural en América Latina,” *Políticas Agrícolas* (México), Número Especial, 1998.
- No. 19 Adolfo Figueroa. “Income Distribution and Poverty in Peru,” *Fujimori’s Peru: The Political Economy*, John Crabtree and Jim Thomas, Editor, Institute of Latin American Studies, University of London, 1998.
- No. 18 Javier Iguíñiz Echeverría. “The Economic Strategy of the Fujimori Government,” *Fujimori’s Peru: The Political Economy*, John Crabtree and Jim Thomas, Editor, Institute of Latin American Studies, University of London, 1998.
- No. 17 Javier Iguíñiz. “Il Fascino Discreto del Neoliberalismo,” Germán Ancochea Soto, Javier Iguíñiz Echeverría, Riccardo Petrella, *Alternative al Neoliberalismo*, Citta di Castello (Pg), Editoriale L’Altrapagina Economía, 1998.
- No. 16 Jorge Rojas. “Determinantes del Spread en las Tasas de Interés Bancarias en el Perú: 1991-1996,” Serie de Documentos de Trabajo R-330, Banco Interamericano de Desarrollo. Red de Centros de Investigación, Abril, 1998.
- No. 15 Adolfo Figueroa. “Equity, Foreign Investment and International Competitiveness in Latin América” *The Quarterly Review of Economics and Finance*, Vol. 38, No. 3, Fall 1998.
- No. 14 Alan Fairlie. “Integración y Comercio Intraindustrial en un contexto de apertura: el Perú de la década de los noventa,” *Revista Europea de Estudios Latinoamericana y del Caribe*, CEDLA (Amsterdam, Países Bajos). No. 63, December, 1997.

*Pedidos: Departamento de Economía, Pontificia Universidad Católica del Perú  
Apartado 1761, Lima 100, Perú. Fax: (51-1) 460-1126*