

Las colecciones de Documentos de Trabajo del CIDE representan un medio para difundir los avances de la labor de investigación, y para permitir que los autores reciban comentarios antes de su publicación definitiva. Se agradecerá que los comentarios se hagan llegar directamente al (los) autor(es). ❖ D.R. © 2001, Centro de Investigación y Docencia Económicas, A. C., carretera México-Toluca 3655 (km.16.5) ,Lomas de Santa Fe, 01210 México, D. F., tel. 727-9800, fax: 292-1304 y 570-4277. ❖ Producción a cargo del (los) autor(es), por lo que tanto el contenido como el estilo y la redacción son responsabilidad exclusiva suya.



NÚMERO 210

Juan Rosellón y Armando Nevárez

**INCENTIVOS PARA LA EXPANSIÓN DE LA RED DE
TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN MÉXICO MEDIANTE LA
REGULACIÓN DE PRECIOS**

Abstract

We develop a model to regulate the structure of transmission tariffs that seeks to reconcile the opposing long run and short run objectives of an electricity transmission company. In the short run, the main problems are capacity utilization and solution of congestion. In the long run, the fundamental problems are recuperation of fixed costs and investment in expanding the transmission network. After reviewing the evolution of the concept of optimal price regulation and of the distinct alternatives to regulate both the level and the structure of prices, the model is applied to the case of the transmission network in Mexico. We characterize how the transmission company can optimally rebalance its fixed charge and usage charge in order to expand the transmission network in order to meet demand growth. We found that the optimal structure of the transmission network in Mexico is a single national electricity network that serves the whole country and that is allowed to apply discriminatory regional two-part tariffs.

Resumen

Presentamos un modelo para regular la estructura de las tarifas de transmisión que busca conciliar los objetivos opuestos de corto y largo plazo de una empresa transmisora de electricidad. En el corto plazo, el principal problema de esta empresa es la utilización de la capacidad y la solución de los problemas de congestión mientras que, en el largo plazo, los problemas fundamentales son la recuperación de los costos fijos y la inversión en la expansión de la red transmisora. Después de un repaso de la evolución del concepto de regulación óptima de precios y de las distintas alternativas para regular tanto el nivel como la estructura de precios, el modelo se aplica al caso de la red de transmisión eléctrica en México. Caracterizamos la forma óptima en la que la empresa transmisora debe rebalancear sus cargos fijos y variable a fin de expandir la red de transmisión al ritmo de crecimiento de la demanda. Encontramos que la estructura óptima de la red de transmisión en México es la de una sola red que sirva a todo el país y que aplique tarifas diferenciadas por regiones.

Introducción¹

Los sectores de infraestructura de varios países han experimentado recientemente profundos procesos de reforma estructural que, en la búsqueda de eficiencia económica, redefinen la organización industrial, el marco institucional y regulador así como las relaciones entre los agentes económicos.² Estos procesos de reforma se han acompañado de una regulación de precios en áreas en las que subsiste poder de mercado natural o legal aún después de las reformas.

En México se han realizado recientemente esfuerzos para reestructurar al sector eléctrico con base en las lecciones de la teoría económica y de la experiencia internacional. Las propuestas de la Secretaría de Energía de México en 1999 y en 2001 presentan, además de los aspectos generales de reforma estructural y privatización, varias propuestas específicas con respecto a los precios y tarifas del sector eléctrico.³ La regla básica para el precio de la electricidad es que los distintos generadores compitan ofreciendo su energía mediante subastas de cantidades y precios. El operador del mercado “despacha” a los generadores empezando con el generador de menor precio hasta que la demanda sea satisfecha. El precio del mercado será igual al precio licitado por el último generador despachado.⁴

Las reglas propuestas por la Secretaría de Energía para el precio de la electricidad se sustentan en que los avances tecnológicos han hecho de la generación eléctrica un sector disputable. La transmisión y la distribución de electricidad son, en cambio, sectores naturalmente monopólicos que requieren de ser regulados. Existen varias opciones para regular las tarifas de transmisión y distribución. La Secretaría de Energía propone regular estos sectores mediante una regulación por incentivos. En este artículo se analizan las distintas opciones disponibles para regular el nivel y la estructura de las tarifas de sectores monopólicos, y se argumenta sobre la

¹ La investigación que se reporta en este documento fue financiada por la Fundación Tinker. Los autores agradecen los comentarios de los participantes en los seminarios “La Realidad Económica Actual y sus Corrientes de Interpretación: Un Debate Inicial”, efectuado el 3 de septiembre de 2001 en el Instituto de Investigaciones Económicas de la UNAM, y “La Reforma Estructural del Sector Eléctrico”, efectuado en el ITAM el 15 de febrero de 1999. Los autores agradecen también los comentarios de Luis Felipe López Calva. Una versión previa de este trabajo fue publicada en “Reforma Estructural del Sector Eléctrico”, ITAM/Miguel Ángel Porrúa, 2000 (Tovar Landa (ed.)).

² Como por ejemplo los sectores eléctricos de Argentina, Chile, Gran Bretaña, Nueva Zelanda, Australia, EU, y España, así como a los de gas natural en México, EU, Gran Bretaña, Argentina y Colombia.

³ Ver Secretaría de Energía (1999). Para la propuesta de 2001, los autores han tenido acceso a versiones previas de la propuesta de reforma eléctrica del gobierno Foxista.

⁴ Asimismo, se pueden establecer precios *regionales* (cuando existen restricciones de transmisión), precios *de tiempo real* (para pagar o cobrar diferencias entre la energía prevista y la finalmente generada), *cfalla* (cuando existen situaciones de mucha demanda o poca oferta de generación), *coberturas*, así como precios resultantes de contratos bilaterales.

conveniencia de utilizar la metodología por “precios máximos” para regular el nivel de las tarifas de la transmisión eléctrica.

Adicionalmente, presentamos un modelo para regular la estructura de las tarifas de transmisión que busca conciliar los objetivos opuestos de corto y largo plazo de una compañía transmisora. Este modelo se aplica al caso de la red de transmisión eléctrica en México. En el corto plazo, el principal problema de esta compañía es la utilización de la capacidad y la solución de los problemas de congestión mientras que, en el largo plazo, los problemas fundamentales son la recuperación de los costos fijos y la inversión en la expansión de la red transmisora. La conciliación de estos objetivos es de vital importancia para el éxito de una reforma eléctrica ya que evita la existencia de cuellos de botella en la transmisión que pudieran limitar el desarrollo competitivo de la generación, la distribución y la comercialización.

Este artículo comienza con una revisión de la literatura que justifica la necesidad de regular monopolios y con un repaso de la evolución del concepto de regulación óptima de precios. En la segunda sección se presentan las distintas alternativas para regular tanto el nivel como la estructura de precios de una empresa monopólica y, en la tercera sección, presentamos la aplicación de estos conceptos a la regulación de la transmisión eléctrica. La cuarta sección del documento aborda un análisis de la red de transmisión eléctrica mexicana y una simulación de como dicha red se expandiría en respuesta a los incentivos proporcionados por la regulación del precio del servicio de transmisión. El artículo termina con algunas consideraciones finales relativas a la implementación del mecanismo de regulación propuesto.

La Teoría de la Regulación de Precios

Alguien pudiera preguntarse el porqué en una época de liberalización, globalización, apertura, y libre mercado existe la necesidad de regular precios en el sector eléctrico. Los procesos de reforma en los distintos sectores económicos de diversos países han recientemente incrementado la competencia en sectores que tradicionalmente se caracterizaban por monopolios verticalmente integrados. Sin embargo, a pesar de la declinación de los monopolios legales y naturales, ciertos nichos con poder de mercado aún subsisten como son las compañías telefónicas de servicio local, la distribución y transmisión de electricidad, la distribución y transporte de gas natural y, en el caso de México, la producción del gas. La regulación de estos sectores monopólicos remanentes es esencial ya que se relacionan verticalmente con sectores disputables. En el caso del sector eléctrico, mientras que la transmisión y la distribución son naturalmente monopólicas, la generación de electricidad es un sector generalmente disputable. Adicionalmente, los monopolios verticalmente integrados pueden competir en los sectores disputables con empresas que utilizan como sus insumos los productos del monopolio. El precio (de acceso) de estos productos también requiere de ser regulado.

Las razones específicas para regular el precio del producto de un monopolio son bien conocidas. La teoría y la práctica confirman que los monopolios no regulados carecen de incentivos para la reducción de costos y la innovación del producto. Esto puede conducir a una ineficiencia en la producción que limite la inversión en el mejoramiento de la calidad de los bienes. Asimismo, un monopolista establece un margen entre precios y costo marginal sin relación con el bienestar del consumidor y origina entonces una asignación ineficiente de recursos. Los inconvenientes de una empresa monopolista no regulada son más evidentes en mercados en donde los consumidores tienen una baja elasticidad de demanda.

El rol del regulador es aún más importante en los sectores de infraestructura de energía puesto que el comportamiento de un monopolio no regulado en el sector de energía afecta al conjunto de la economía. La ausencia de eficiencia en la producción y explotación de energía afecta a la economía en diversas formas:

- Puede tener efectos inmediatos en aquellos sectores directamente ligados al sector energético.
- Puede incrementar el costo de los insumos energéticos demandados por cualquier otra empresa.
- Puede afectar los beneficios de la desregulación en otros sectores. Por ejemplo, un monopolista podría racionar su oferta de cierto combustible, provocando un patrón de uso de combustibles diferente al que sería consistente con la eficiencia técnica, productiva y de asignación.

Es importante hacer énfasis en que la regulación de precios solamente tiene sentido en mercados no disputables. En ausencia de poder de mercado, no hay una razón de eficiencia económica para regular los precios o la entrada de otros competidores al mercado. Por lo tanto, la política reguladora busca combinar el uso de la regulación de los precios de un monopolista (natural o legal) con la eliminación de barreras artificiales de entrada y la creación de información pública en mercados potencialmente competitivos.

La teoría de la regulación de precios ha evolucionado a través de la historia de la teoría económica. A principios de los setentas, la mayoría de los economistas concebían como un precio óptimo solamente a aquel que era igual al costo marginal (regulación *primero mejor*). Esta concepción resulta del modelo microeconómico básico del que se derivan los dos teoremas fundamentales de la economía del bienestar.⁵ Dicho modelo se sustenta en supuestos que ignoran las externalidades, los bienes públicos no intercambiables en transacciones de mercado y las “no-convexidades” fundamentales, en particular la producción bajo rendimientos

⁵ Estos teoremas establecen las condiciones para la equivalencia entre los conceptos de “optimalidad de Pareto” y del “equilibrio general competitivo.”

crecientes a escala.⁶ La incorporación al modelo de las economías de escala, la subaditividad de costos y los monopolios naturales dio origen a la teoría de los precios de Ramsey (regulación *segundo mejor*) la cual estuvo en boga alrededor de 1980. Los precios de Ramsey surgen de la solución del problema de un regulador que maximiza el bienestar social sujeto a la racionalidad individual de la empresa monopólica. El resultado más importante es que el margen óptimo entre el precio y el costo marginal es inversamente proporcional a la elasticidad de la demanda.

La consideración de la asimetría de información entre el regulador y la empresa regulada dio origen a la regulación *tercero mejor* bajo información incompleta. De acuerdo a esta teoría, desarrollada en Laffont y Tirole (1993), la estructura de la relación entre una agencia reguladora y una empresa regulada es isomorfa al paradigma "agente-principal". La agencia reguladora (el principal) busca regular a la empresa monopólica (el agente) la cual tiene poder de mercado e información privada, tanto endógena como exógena, no conocida por el principal.⁷ El agente manipula su información privada para maximizar sus beneficios y evadir las acciones del principal. Un resultado esencial de esta teoría se deriva de la aplicación del principio de revelación (que a su vez es un resultado de la teoría del diseño de mecanismos)⁸ y establece que las empresas reguladas requieren de obtener beneficios económicos lo suficientemente grandes como para tener un incentivo a revelar su información privada. No obstante, el regulador puede limitar la renta monopólica, y maximizar el excedente del consumidor, a través de darle a elegir a la empresa de entre un menú de contratos (u opciones) reguladores.

El siguiente paso evolutivo de la teoría de regulación de precios (*cuarto mejor*) pudiera provenir de la incorporación a la teoría de las restricciones institucionales, prácticas y políticas. En todo caso, lo que se puede observar es que, por un lado, el análisis económico de la regulación de precios ha evolucionado intentando acercarse cada vez más a los fenómenos reales mientras que, por otro lado, los mecanismos reguladores utilizados en la práctica incorporan crecientemente en su diseño los fundamentos teóricos más relevantes. De acuerdo a Vogelsang (1999), los mecanismos reguladores prácticos deberían de satisfacer al menos dos propiedades básicas. Primero, la aplicación de estos mecanismos no debe perjudicar a ningún agente económico con relación al *status quo* (criterio de Pareto). Segundo, deben existir mejoras en la eficiencia económica derivadas del uso del mecanismo regulador.

Los mecanismos reguladores prácticos pueden analizarse desde dos distintas perspectivas conceptuales: "nivel de precios" y "estructura de precios" (ver Brown *et al* (1991)). La regulación del nivel de precios se refiere a la distribución de largo

⁶ Laffont (1996) estudia el grado en el que estas complejidades invalidan los dos teoremas fundamentales de la economía del bienestar, así como los posibles instrumentos de intervención pública que permiten restaurar la eficiencia de Pareto.

⁷ Para una descripción más detallada de la relación agente-principal ver Sappington (1991).

⁸ Ver Laffont (1996), capítulo 5, para una excelente explicación del principio de revelación.

plazo de las rentas y los riesgos entre los consumidores y la empresa regulada. La regulación de la estructura de precios se refiere a la asignación de corto plazo de los costos y beneficios entre los distintos tipos de consumidores. En el siguiente apartado discutimos diversas opciones para regular tanto el nivel como la estructura de precios.

Opciones de Regulación de Precios

Regulación del Nivel de Precios

Existen diversas opciones para regular el nivel de precios. Aquí analizaremos la regulación por costo del servicio, los precios máximos ajustables, la regulación por referencia, y la regulación híbrida.

Regulación por Costo del Servicio

La regulación por costo del servicio implica establecer precios que resultan de igualar los ingresos y los costos totales. Este tipo de regulación usualmente se acompaña de una regla en la que el nivel de precios de la empresa cambia solo si la tasa de rendimiento conseguida por la empresa se desvía de una tasa de beneficios permitida. Bajo este régimen, los precios permanecen fijos hasta que algún agente (reguladores, consumidores o empresas) solicite una modificación de precios en una revisión tarifaria.

La regulación por costo del servicio ha sido objeto de diversas críticas. Primero, puesto que la TRANSCO regulada usualmente produce otros productos no regulados, los subsidios cruzados son siempre un riesgo potencial. Segundo, los cálculos de la tasa de rendimiento son inherentemente poco objetivos, dada la vaguedad existente tanto en la determinación del rendimiento necesario para atraer capital. La tasa de rendimiento normalmente excede al costo de capital por lo que la empresa regulada tenderá a producir cantidades mayores a las de un monopolio no regulado pero usará combinaciones de insumos ineficientes (efecto *Averch-Johnson*). Tercero, bajo el costo del servicio los incentivos para minimizar los costos son casi inexistentes, puesto que la restitución completa de los costos no promueve la inversión para incrementar la eficiencia.⁹ Cuarto, la regulación por costo del servicio carece en realidad de un sustento teórico.

⁹ No existe en la literatura un consenso respecto a los incentivos a la calidad bajo un esquema de costo del servicio. Por un lado, la falta de incentivos para la minimización de costos puede implicar también falta de incentivos para mejoras de la calidad. Por otro lado, las inversiones cuantiosas en planta y equipo pueden ser recuperados fácilmente bajo el costo del servicio produciendo resultados como el "gold plating" (un ejemplo es la industria de la generación nuclear de Estados Unidos). El

Sin embargo, el costo del servicio también tiene una ventaja básica que consiste en proveer certidumbre y un compromiso de largo plazo de la autoridad reguladora. Estos dos elementos son muy importantes para las inversiones de largo plazo en presencia de incertidumbre, típicas de los sectores de infraestructura.

Los períodos entre revisiones del costo del servicio representan rezagos reguladores en los cuales los precios y los costos pueden divergir. En ambientes estables, la regulación por costo del servicio puede combinarse con rezagos reguladores relativamente largos y proveer incentivos a la empresa para incrementar su eficiencia. Mientras más corto sea el rezago regulatorio mayor será la tendencia hacia una regulación por costo del servicio “pura”, mientras más grande sea el rezago mayores serán los incentivos para la eficiencia. Los rezagos largos no son muy deseables en economías volátiles ya que pueden tener efectos negativos sobre la eficiencia productiva o de asignación ya que la divergencia entre precios y costos podría incrementarse a través del tiempo.¹⁰

Regulación por Precios Máximos

Como una alternativa a la regulación del costo del servicio, se han diseñado diferentes esquemas que se han aplicado en varios países para diversas industrias. Estos esquemas buscan promover la eficiencia mediante incentivos para minimizar los costos. El principal régimen de la regulación por incentivos es el de “precios máximos”. La regulación por precio máximo en su extremo teórico no se sustenta en costos y, por lo tanto, no hace un uso explícito de datos contables. Bajo este régimen, la autoridad reguladora establece precios máximos ya sea para cada uno de los bienes o para una canasta de bienes.

En su forma más pura, y bajo ausencia de transferencias gubernamentales, es poco probable que la regulación por precio máximo sea óptima puesto que, al no reflejar costos, el regulador difícilmente estimará correctamente a la diferencia óptima entre el precio y el costo marginal. Un precio máximo muy bajo puede violar la restricción de racionalidad individual de la empresa y crear un desincentivo de producción ya que la empresa sería incapaz de obtener un nivel mínimo de ganancias. Por el contrario, un precio máximo muy alto podría permitir al monopolista continuar disfrutando de ganancias excesivas a expensas de los consumidores.

regulador puede controlar estas inversiones excesivas mediante la regulación del cálculo de la base tarifaria (*rate base*).

¹⁰ Un rezago regulatorio relativamente largo en los Estados Unidos durante los setentas casi originó que algunas empresas eléctricas tuvieran que ser expropiadas debido a que los precios de los insumos cambiaron de manera drástica (ver Joskow y MacAvoy (1975)).

Por tanto, la regulación por precio máximo usada en la práctica se combina con ejercicios de costo del servicio efectuados al final de períodos fijos (normalmente de 5 años) e incorpora ajustes por inflación y eficiencia (factor X) durante tales períodos. Existen modelos teóricos que determinan el nivel óptimo de traslado de costos para una regla de precios que combina elementos de regulación por precio máximo y por costo del servicio.¹¹ Los resultados de tales modelos muestran que: i) un precio máximo “puro” sería óptimo cuando la TRANSCO es neutral al riesgo o cuando no existe incertidumbre sobre los costos, y ii) la regla del costo del servicio “pura” sería adecuada cuando la TRANSCO es adversa al riesgo y cuando existe alta incertidumbre con respecto a los costos.

En consecuencia, al aplicar la regulación por precio máximo, los reguladores tienen problemas que también se enfrentan bajo regímenes de costo del servicio tales como: nivel de stock de capital, depreciación, tasas de retorno “justas” y “razonables”, tasas esperadas de crecimiento de productividad y demanda, y nivel de inversiones. Sin embargo, las principales diferencias entre aplicar un esquema combinado de precios máximos con costo del servicio y aplicar el método de costo del servicio puro son que el primer esquema: i) tiene una perspectiva más “a futuro”, y ii) está caracterizado por rezagos reguladores exógenos.

Regulación por Referencia

Bajo este tipo de regulación el nivel de precios de la empresa debe ser menor o igual a una determinada referencia. Esta referencia puede ser:

- Un nivel de costos alcanzados o de precios cobrados por empresas comparables de una misma industria.
- Un nivel de costos considerado como “eficiente”, tal como el costo incremental promedio de largo plazo.

La comparación con los costos de otras empresas permite al regulador dar incentivos de eficiencia a una determinada empresa regulada, siempre que las empresas de referencia enfrenten funciones de demanda y de costos, y estén sujetas a choques aleatorios, similares a los de la empresa regulada. En algunos subsectores de la industria eléctrica, tal como en la transmisión de electricidad, las empresas pueden encontrarse ante condiciones muy diversas (debido, por ejemplo, a condiciones geográficas distintas) lo que hace muy difícil la construcción de una referencia adecuada. No obstante, el uso de la regulación por referencia puede ser la mejor opción cuando se tienen restricciones en la determinación de los costos de producción. Por ejemplo, el precio del gas natural en México, producido por el

¹¹ Ver, por ejemplo, Milgrom y Roberts (1992, cap. 7).

monopolio estatal Petróleos Mexicanos (Pemex), se regula usando un precio de referencia internacional (en el sur de Texas) en lugar de una regla basada en costos. Esto es debido a que el gas producido en México es un producto residual (*byproduct*) de la extracción del petróleo por lo que no es posible aislar el costo marginal de producir gas.¹² Esto, a su vez, implica que no hay forma de comparar el costo marginal y el producto marginal de producir el gas natural mexicano.¹³

Regulación Híbrida

De lo discutido hasta ahora, es posible observar que no parece existir una única forma ideal de regular el nivel de precios y que cada método regulador funciona peor o mejor dependiendo de diferentes circunstancias. Los extremos en la aplicación de las metodologías resultan peligrosos debido a la asimetría de información entre las empresas reguladas y los reguladores. Las empresas pueden utilizar su información privada para evadir un esquema regulador específico. En consecuencia, parece más adecuado que el regulador combine varios esquemas de regulación dependiendo de las condiciones específicas (económicas, institucionales, y de riesgo) prevalecientes. El caso típico es la combinación de la regulación por precio máximo con la regulación por costo del servicio lo cual busca alcanzar un equilibrio entre los incentivos a la eficiencia productiva y la disminución del riesgo de los proyectos.

La forma de combinar los esquemas de regulación puede ser distinta para industrias incipientes que para industrias maduras. En general, una industria que comienza su desarrollo requiere de una fase de transición en la que la regulación sea lo suficientemente flexible como para promover un despegue inicial. Esta fase de transición debe buscar también moderar grandes oscilaciones en ciertas variables (tales como los precios) que pueden acompañar a una reforma reguladora, y que pueden socavar el contrato regulador debido a drásticas reducciones en el excedente del consumidor. La regulación debe ser lo suficientemente flexible de forma tal que cuando la industria alcance cierto nivel de madurez el marco regulador pueda responder apropiadamente a dicho nivel y a las condiciones de mercado

¹² Ver M. A. Addelman (1963).

¹³ Brito y Rosellón (2001) analizan las implicaciones de la regulación del precio del gas natural en México. En particular, las distorsiones intertemporales específicas en la selección de tecnología causadas por dicha regulación en una empresa que utiliza gas natural como insumo en lugar de otros sustitutos tales como combustóleo o diesel. En este documento, también se desarrolla un modelo formal que muestra que la regulación por referencia para el gas natural mexicano proviene de resolver un problema de optimización bien definido y que permite diversas extensiones tales como la existencia de varios lugares de producción, decisiones de inversión entre distintos pozos, y políticas públicas y restricciones técnicas en el comercio exterior. También consúltese Brito, Littlejohn y Rosellón (2000) para un análisis formal de la metodología utilizada en México para regular el precio del gas licuado de petróleo, sustituto importante del gas natural a nivel residencial.

prevalecientes. En México, la regulación de las tarifas de distribución del gas natural fue diseñada de forma tal que las empresas distribuidoras puedan enfrentar los altos riesgos prevalecientes durante los primeros años de su proyecto. Estas tarifas se regulan mediante una combinación de tres esquemas reguladores: costo del servicio, ingreso máximo promedio y canasta de tarifas. Los ejercicios de costo del servicio se realizan cada cinco años y arrojan una cota superior (ajustable por factores de inflación y eficiencia) con el que se regulan los precios durante los períodos quinquenales. Durante el primer período quinquenal, el tope de precios se determina mediante la metodología de ingreso máximo por unidad, mientras que en los siguientes quinquenios se utiliza la regulación de canasta de tarifas. La razón es que el primer tipo de regulación permite más flexibilidad en el rebalanceo de tarifas relativas de los distintos servicios lo cual, a su vez, permite un mejor manejo del riesgo y la incertidumbre.¹⁴

Regulación de la Estructura de Precios

La estructura de los precios para los distintos tipos de consumidores debe ser regulada con el fin de evitar la discriminación indebida y los subsidios cruzados. Por ejemplo, una compañía distribuidora de electricidad podría tener incentivos a efectuar un subsidio cruzado entre el mercado cautivo residencial y el mercado disputable industrial con el fin de sacar ventaja de sus competidores en este último mercado. Tal comportamiento implicaría una disminución del excedente de los consumidores residenciales y afectaría las condiciones de competencia en el mercado industrial.

Existen diversas formas de regular la estructura de precios. A continuación discutimos algunas de ellas.

Distribución Total de Costos

Las reglas de asignación de costos determinan la estructura de precios a través de distribuir los costos de la empresa entre sus productos y, después, hacer que la estructura de precios dependa de la asignación de costos (regla de distribución total de costos). Existen muchos métodos de asignar costos entre los distintos productos, lo cual hace esta regla muy arbitraria. Sin embargo, esta regla tiene una larga tradición contable y es utilizada ampliamente en la práctica de las empresas que están sujetas a la regulación por costo del servicio.

¹⁴ Ver Ramírez y Rosellón (2001). En la siguiente sección se abunda un poco más sobre este punto.

Bandas de Precios

Las bandas de precios protegen a los consumidores de grandes variaciones en los precios y, además, permiten a la empresa una flexibilidad limitada en su estructura de precios. Los límites de la banda pueden ser especificados de manera numérica o analítica. Por ejemplo, el costo *stand alone* y el costo incremental son usualmente utilizados como precios máximo y mínimo, respectivamente, en la legislación *antitrust* y antimonopolio. No obstante, la definición de los límites de la banda enfrenta problemas de medición y, por tanto, también tienden a ser arbitrarios.

Estructuras Flexibles de Precios

La tercera forma para regular la estructura de precios es la de permitir una flexibilidad limitada en los precios relativos de distintos servicios. En realidad, la regulación del nivel de precios establece por sí misma una severa limitación sobre la flexibilidad de la estructura de precios. Cuando la empresa tiene que respetar un precio máximo regulado el conjunto de estructuras de precios factibles es tal que arroja beneficios no negativos. Otras restricciones a la flexibilidad en la estructura de precios se deben principalmente a motivos de justicia distributiva.

Vogelsang (1999) argumenta que un monopolio maximizador de beneficios que no está sujeto a ninguna regulación implementará una estructura de precios eficiente pero a un nivel de precios ineficiente. El regulador puede aprovechar esta conducta del monopolio y concentrarse en diseñar una regulación adecuada para el nivel de precios. La estructura óptima asociada tenderá a seguir de manera natural. Las restricciones sobre la flexibilidad de la estructura de precios se implementan regularmente sobre canastas de servicios o productos. Un precio máximo regula el nivel de precios promedio de la canasta, pero la estructura de los precios dentro de la canasta es relativamente flexible.

La regulación por ingreso promedio es un ejemplo de una metodología que regula el nivel de precios y que permite una flexibilidad limitada en la estructura de precios. Esta metodología fija un tope a los ingresos por unidad pero no establece ponderadores que limiten la variación de los precios relativos. Esto le confiere a la empresa mayor flexibilidad en el rebalanceo de tarifas que otros regímenes reguladores, tales como los englobados en el régimen de canasta de tarifas (*tariff basket*) cuyo criterio se basa en el uso de ponderadores para los precios de distintos servicios. Bajo este último régimen, se establece un límite máximo sobre un índice

$$I(p) = \sum_{i=1}^n w_i p_i$$
, en donde p_i son los precios y w_i los ponderadores. Los

ponderadores pueden ser las cantidades del periodo previo (índice encadenado de Laspeyres), las cantidades del periodo corriente (ponderadores de Paasche), cantidades intertemporalmente fijas (ponderadores fijos de Laspeyres), o cantidades proyectadas (ponderadores de Laffont-Tirole).

Es importante resaltar la importancia que tienen los ponderadores en la regulación de la estructura de precios. La literatura económica ha demostrado que, bajo condiciones de estabilidad de costos y demanda, el uso del índice encadenado de Laspeyres permite que los precios de la empresa regulada converjan a los precios de Ramsey a través del tiempo.¹⁵ Esto es, la restricción encadenada de Laspeyres permite que se satisfagan simultáneamente dos objetivos de la regulación: la maximización del bienestar social y la racionalidad individual de la empresa. El índice de Laspeyres redistribuye el excedente social hacia el monopolio para que éste pueda recuperar sus costos fijos de largo plazo pero, al mismo tiempo, garantiza la maximización intertemporal del excedente del consumidor.

Bajo condiciones cambiantes de las funciones de costo y demanda, o bajo maximización descontada (no miope) de ganancias, una empresa maximizadora de beneficios sujeta a la restricción encadenada de Laspeyres puede establecer precios divergentes a los de Ramsey.¹⁶ Por lo tanto, las bondades del índice de Laspeyres no se dan en las fases iniciales de proyectos nuevos en las que existen altos niveles de riesgo e incertidumbre, así como funciones de costo y de demanda cambiantes. Esto explica el porque la regulación de las tarifas de distribución de gas natural en México usa la metodología por ingreso promedio, en lugar del índice encadenado de Laspeyres, durante los primeros cinco años del proyecto. Los proyectos (*greenfield*) de distribución de gas natural en México se caracterizan en sus etapas iniciales por altas tasas de crecimiento --y baja participación en las ventas totales-- del servicio residencial, y por condiciones volátiles en costos y demanda. Adicionalmente, existe una clara necesidad de atracción de inversión a estos proyectos y la regulación por ingreso promedio establece una restricción mas laxa para la empresa que la del índice encadenado de Laspeyres.¹⁷

Otro aspecto relacionado con la flexibilidad es la existencia de precios contractuales que permitan a la empresa ofrecer a los consumidores alternativas distintas a la de los precios regulados. Estas dos estructuras de precios, una regulada y otra no regulada, pueden coexistir sin implicar reducciones en el bienestar social siempre que los consumidores tengan la opción de escoger los precios regulados y, además, la calidad del mercado regulado sea monitoreada. Esto último es necesario ya que la empresa tiene incentivos a deteriorar la calidad bajo el precio regulado para así poder ofrecer un precio contractual atractivo.¹⁸

¹⁵ Ver Vogelsang (199), Vogelsang (1998), Bertolotti y Poletti (1997), Loeb and Magat (1979), y Sibley (1989).

¹⁶ Ver Vogelsang (1999), Neu (1993), Fraser (1995), Law (1995), y Brennan (1989).

¹⁷ Ver Ramírez y Rosellón (2000).

¹⁸ En el caso de la regulación de tarifas de distribución de gas natural en México, las tarifas contractuales son permitidas siempre que: i) los ingresos derivados del mercado contractual se incluyan en el cálculo del ingreso promedio, con el fin de que las empresas no usen las ventas contractuales para evadir la regulación, y ii) las ventas contractuales se incluyan en el cálculo del

Regulación de la Transmisión de Electricidad

En esta sección aplicaremos a la transmisión de electricidad las ideas desarrolladas hasta ahora con respecto a la regulación de precios. Tradicionalmente, el sector eléctrico se caracterizaba por monopolios verticalmente integrados en la generación, transmisión y distribución. Los recientes avances tecnológicos en la generación de electricidad mediante el ciclo combinado han hecho factible la competencia en la generación. No obstante, la transmisión de electricidad es un sector que generalmente conserva sus características tecnológicas de monopolio natural, no importando lo ambicioso de un proceso de reforma estructural.¹⁹ Desde un punto de vista conceptual, el desarrollo del servicio de transmisión podría llevarse a cabo mediante:

- Compañías de transmisión regionales e independientes (TRANSCOs).
- Una red eléctrica nacional (REN) que conserve, mantenga y amplíe el sistema, y un despacho central (u operador independiente del sistema) que se encargue de la operación técnica de la REN y de la operación del mercado eléctrico.

Siguiendo a Vogelsang (1999, 2001), nos interesa en adelante abstraernos de los aspectos competitivos de la transmisión y concentrar nuestro análisis en la regulación de las características naturalmente monopólicas de esta actividad. Por tal motivo, consideramos el enfoque de la TRANSCO.

Los costos de una TRANSCO son en su mayor parte hundidos, por lo que la utilización de la capacidad es su mayor problema de corto plazo. Los principales costos variables se asocian a la congestión. En el largo plazo, en cambio, la TRANSCO debe encontrar un óptimo en cuanto a la expansión de la red y la minimización de los costos de inversión. La regulación de la transmisión, por tanto, debe resolver una dualidad en los incentivos de la TRANSCO en el corto y largo plazos ya que, bajo un esquema tarifario no adecuado, a la empresa le podría resultar provechoso no resolver los problemas de congestión ni invertir en expandir la red.²⁰ Asimismo, la regulación de las tarifas de transmisión debe establecer incentivos para que se suavicen los patrones de carga, se minimicen las distancias entre las plantas generadoras y las zonas de distribución, y se otorgue el servicio con la debida calidad técnica en cuanto a frecuencia, voltaje, y respuestas de emergencia.

ingreso promedio como si hubieran sido hechas a la tarifa regulada correspondiente, con el fin de evitar subsidios cruzados entre los mercados regulado y no regulado.

¹⁹ Características que incluyen a las economías de escala y la subaditividad de costos. Asimismo, la transmisión de electricidad presenta severos problemas de externalidades que pueden ser parcialmente internalizados mediante la existencia de un solo productor.

²⁰ Bajo el enfoque de una REN operada mediante un despacho central, esta dualidad se puede también conciliar mediante precios de localización (*locational pricing*) y la definición adecuada de los derechos de propiedad de transmisión a través de contratos de congestión (ver Hogan (1999)).

Regulación del Nivel de Tarifas

De los esquemas reguladores analizados, la metodología de precios máximos parece ser el mejor método para regular las tarifas de transmisión de electricidad. Como hemos visto, los costos de transmisión dependen en gran medida de la localización geográfica por lo que la construcción de una referencia (de costos o precios) adecuada no sería factible y la regulación por costo del servicio sería demasiado problemática de implementar. Sin embargo, este último tipo de regulación puede combinarse con la de precios máximos para regular a la TRANSCO en cuanto a la determinación de los precios iniciales y en las revisiones tarifarias de (digamos) cada cinco años.

El tope tarifario se puede ajustar dentro de cada período quinquenal. Los ajustes intraperiódicos incluirían al menos uno por inflación y otro por eficiencia. Un factor general de ajuste por inflación puede no ser muy apropiado desde el punto de vista teórico, ya que muchos rubros de costos de la transmisión no pueden ser ligados directamente al nivel corriente de inflación. Sin embargo, un ajuste por inflación típico, como el índice de precios al consumidor o al productor, es fácilmente entendible y aplicable por lo que es preferentemente utilizado por los reguladores en diversas industrias de diversos países. En la regulación de las tarifas de transporte y distribución de gas natural en México, el factor de inflación fue diseñado para tomar en cuenta las peculiaridades de la economía mexicana. Este índice es un ponderador promedio de los índices de precios al consumidor (IPC) de México y de Estados Unidos, e incorpora un factor que corrige por fluctuaciones en el tipo de cambio. El índice está basado en los movimientos históricos (más que en proyecciones) de los IPC's de México y Estados Unidos, y del tipo de cambio peso/dólar. En Argentina, en cambio, las tarifas se denominan en dólares y se ajustan por inflación cada seis meses utilizando el índice de precios al productor de Estados Unidos.

En lo que respecta al ajuste por eficiencia X , este factor refleja las mejoras de largo plazo en productividad provenientes del cambio tecnológico, las economías de escala y la minimización de costos. De acuerdo a Vogelsang (1999), en los sectores energéticos no se han observado históricamente mejoras en la productividad que pudieran justificar valores positivos muy grandes de X . Mas bien, un valor positivo del factor de eficiencia (de, digamos, 5%) pudiera deberse a la necesidad de compartir con los consumidores las ganancias por mejoras en productividad debidas a una transición de regulación por costo del servicio a precios máximos. La experiencia internacional muestra que el factor X se establece igual a cero durante el primer período regulador de cinco años de operación con el fin de proveer incentivos a mejorar la rentabilidad y, de esta forma, incrementar la inversión en la expansión de redes y en el volumen (de gas, electricidad, etc.) conducido. Después del primer período regulador, el factor de eficiencia se calcula considerando las tendencias históricas en la productividad de la empresa regulada, los estándares de eficiencia

internacionales, y las referencias de eficiencia de otras industrias dentro de un mismo país.

Regulación de la Estructura de Tarifas

La regulación de la estructura de precios de la transmisión de electricidad debe resolver los problemas de congestión de corto plazo, así como los de costo de capital e inversión de largo plazo. La congestión severa puede ser rentable para la TRANSCO por lo que ésta podría tener pocos incentivos de invertir cuando más se necesita nueva capacidad. Los incentivos de corto y largo plazo son usualmente difíciles de coordinar, pero la solución de este problema es vital para el adecuado funcionamiento de toda la industria eléctrica ya que las congestiones en la transmisión representan cuellos de botella para la generación de electricidad. Vogelsang (2001) presenta una propuesta de solución a este problema mediante la regulación de la estructura de las tarifas de transmisión.

Más específicamente, Vogelsang propone una tarifa en dos partes con un cargo variable (o por uso) y un cargo fijo (o de capacidad). En su modelo, los problemas de congestión de corto plazo se resuelven mediante los cargos variables. La recuperación de los costos de capital de largo plazo se logra a través del cargo fijo, mientras que los incentivos de inversión en expansión de la red se alcanzan con el rebalanceo de los cargos fijo y variable. Los volúmenes transmitidos se utilizan como ponderadores de forma tal que los beneficios de la TRANSCO son mayores entre mayor sea la utilización de la capacidad y la expansión de la red. En el óptimo, los cargos fijo y variable se rebalancean en función de la relación entre los ponderadores y el número de consumidores.

El Modelo

Tarifa en dos partes

En el caso simple de N consumidores y un solo cargo fijo y un cargo variable, el problema de una empresa que maximiza sus beneficios sujeto a la restricción sobre la estructura de precios propuesta en Vogelsang (2001) es:

$$\begin{aligned} & \max \Pi' = p'q' + F'N - c(q', k') \\ \text{sujeto a} & & (1) \\ & F' \leq F^{t-1} + F^{t-1} + (p^{t-1} - p')q^w / N \\ & q' \leq K' \end{aligned}$$

donde:

F_t = cargo fijo en el período t .

p_t = cargo variable en el período t .

q_t = cantidad de electricidad transmitida en el período t (en kWh).

K_t = capacidad disponible en el período t .

w = subíndice que denota el tipo de ponderador.

Una función de costos que refleja la naturaleza “hundida” (o “no recuperable”) y de largo plazo de la transmisión de electricidad tiene la forma siguiente:

$$C(q', K') = C(q', K'^{-1}), \text{ si } q' \leq K'^{-1}$$

$$C(q', K') = C(q', K'^{-1}) + I', \text{ si } q' > K'^{-1}$$

donde

$$I' = q' - K'^{-1}$$

Asumiendo restricciones activas, y que μ_t es el multiplicador de Lagrange de la restricción de capacidad, la condición de primer orden del problema (1) con respecto a p_t es:

$$\left(\frac{\partial q'}{\partial p'} \right) \left(p' + \mu' - \frac{\partial C}{\partial q'} \right) = q'' - q'$$

Para el nivel óptimo de inversión $q^* = K^*$ tenemos $\mu_t = 0$, por lo que la condición de primer orden quedaría de acuerdo a la regla de Ramsey:

$$\left(p' - \frac{\partial C}{\partial q'} \right) = - \left(\frac{q''}{q' - 1} \right) / \varepsilon \quad (2)$$

donde ε es la elasticidad de la demanda.

Los incentivos a la inversión en el modelo anterior dependen crucialmente del tipo de ponderadores utilizados. Cuando se utiliza el índice encadenado de Laspeyres ($w = t-1$) la TRANSCO no invertirá de inmediato la diferencia total entre la capacidad corriente y la capacidad óptima. Esto se debe a que la TRANSCO enfrenta una tensión entre obtener ganancias por congestión o incrementar el cargo fijo (el incremento en el cargo fijo esta limitado por los ponderadores). La

TRANSCO, por lo tanto, se comporta como un monopolista en la curva de demanda de exceso y no igualará inmediatamente el ingreso marginal de invertir (dado por la disponibilidad de pago de los consumidores) con el costo marginal de la inversión. No obstante, la inversión continuará a través del tiempo hasta converger al nivel óptimo y las tarifas, a su vez, convergerán a los precios de Ramsey (ver ecuación (2)). Lo anterior es cierto, sin embargo, solo si se asume que las funciones de costo y demanda son estables y que la TRANSCO no tiene una conducta estratégica en el establecimiento de sus tarifas.²¹

En palabras, el mecanismo propuesto funciona de la manera siguiente. En tiempos de exceso de capacidad, el cargo variable decrece originando un incremento del consumo. Por su parte, el cargo fijo se eleva de forma tal que los ingresos totales se incrementan a pesar del decrecimiento en el cargo variable. En consecuencia, la TRANSCO no invierte más en expandir la capacidad y las ganancias netas se incrementan ya que los costos no crecen. Por el contrario, cuando existe congestión en la capacidad el cargo variable será un cargo de congestión puro y, si los cargos de congestión son en el margen mayores que los costos marginales de incrementar la capacidad, la TRANSCO tendrá incentivos para invertir en nueva capacidad.

Tarifa en dos partes diferenciada por nodos

Cuando existen múltiples nodos en la red de transmisión, se origina una interacción entre las diversas líneas de transmisión. Cualquier inyección o extracción de fluido eléctrico en uno de los nodos afectará a la red entera. Asimismo, la inversión en una nueva línea de transmisión entre dos nodos afecta técnica y económicamente a todos los demás nodos. Dada la interacción existente entre todos los nodos de la red, el costo marginal de expandir la capacidad de transmisión entre dos nodos no puede ser definido de manera aislada ya que necesitaría incluir los costos y beneficios implicados a otros nodos. Por esta razón, Vogelsang asume que la TRANSCO opera de acuerdo a su función de costos de largo plazo.

La función de costos largo plazo $C(K^t(q^t))=C(q^t)$ se define entonces como el costo mínimo de transmitir la electricidad q^t dada la capacidad disponible K^t en el período t . Las entradas del vector K^t son las capacidades de las líneas conectadas entre nodos y las entradas del vector q^t son las cantidades transmitidas entre pares de nodos. La función de costos de largo plazo se asume continuamente diferenciable (excepto entre pares de nodos con cero transmisión) y creciente; es decir, a mayor cantidad de electricidad transmitida mayor costo.

²¹ Ver Vogelsang (1999), pp. 28-31. En el caso de funciones cambiantes de costo o demanda, o maximización no miope de beneficios, la convergencia a precios de Ramsey no puede ser asegurada (ver Ramírez y Rosellón (2000)).

Para asignar capacidad en esta red multinodo, se utiliza una tarifa en dos partes discriminatoria para bienes múltiples pero bajo demandas y precios estables al interior de los períodos. Esto es, existe diferenciación de productos entre pares de nodos. La parte fija de la tarifa también puede ser diferenciada ya sea por pares de nodos o por tamaño de consumidores.

Con el fin de aplicar el mismo cargo variable por grupos de consumidores, Vogelsang asume discriminación de precios de tercer grado²² y que la empresa regulada tiene información completa de las diferentes demandas y, por tanto, puede separar a los distintos grupos de consumidores.

La restricción de precio máximo para el período t tiene la forma:

$$\sum_i p_i^t q_i^w + \sum_h F_h^t N_h^w \leq \sum_i p_i^{t-1} q_i^w + \sum_h F_h^{t-1} N_h^w \quad (3)$$

donde el subíndice del cargo fijo, $h=1, \dots, L$, corresponde a los grupos de consumidores, y el subíndice del cargo por uso, $i=1, \dots, M$, corre sobre pares de nodos. Las cantidades transmitidas pueden estar en KWh. N_h^w es el número de consumidores del grupo h y W denota el tipo de ponderador.

La ecuación número (3) puede ser presentada en forma más compacta utilizando la presentación vectorial:

$$\mathbf{p}^t \mathbf{q}^w + \mathbf{F}^t \mathbf{N}^w \leq \mathbf{p}^{t-1} \mathbf{q}^w + \mathbf{F}^{t-1} \mathbf{N}^w \quad (3a)$$

Donde \mathbf{p} es un vector de $1 \times M$, \mathbf{q} de $M \times 1$, \mathbf{F} de $1 \times L$, y \mathbf{N} de $L \times 1$. Si asumimos que $\partial \mathbf{N} / \partial \mathbf{F} = 0$, las condiciones de primer orden en forma vectorial son:

$$\partial \pi / \partial \mathbf{p}^t = \mathbf{q}^t + \mu^t \mathbf{q}^w + (\partial \mathbf{q}^t / \partial \mathbf{p}^t)(\mathbf{p}^t - \partial \mathbf{C} / \partial \mathbf{q}^t) = 0 \text{ y } \partial \pi / \partial \mathbf{F}^t = \mathbf{N} + \mu^t \mathbf{N},$$

lo que implica que:

$$\mathbf{q}^t - \mathbf{q}^w = -(\partial \mathbf{q}^t / \partial \mathbf{p}^t)(\mathbf{p}^t - \partial \mathbf{C} / \partial \mathbf{q}^t) \quad (4)$$

Si $\mathbf{q}^w = \mathbf{q}^{t-1}$ y $\mathbf{p}^{t-1} > \partial \mathbf{C} / \partial \mathbf{q}^{t-1}$, entonces $\mathbf{p}^t > \partial \mathbf{C} / \partial \mathbf{q}^t$. En un ambiente multiproducto, F actúa como un impuesto de suma fija y todas las variables precio tenderán converger al costo marginal.²³

²² Esto es, discriminación por grupos de consumidores.

²³ Sin embargo, si $\partial \mathbf{N} / \partial \mathbf{F} \neq 0$, no se puede esperar que un precio variable igual a costo marginal pueda ser maximizador de bienestar en presencia de economías escala y racionalidad individual de la empresa (ver Vogelsang (2001)).

Aplicación al Caso de la Red de Transmisión Eléctrica en México

La Red de Transmisión del Sector Eléctrico Mexicano

Las líneas de transmisión eléctrica en México comprenden voltajes de 400, 230, 161 y 150 KV. La longitud de las líneas de transmisión se incrementó a una tasa promedio anual de 3.74 por ciento de 1981 a 1998. La longitud total de las líneas de transmisión para 1998 fue de 34,546 Km. Más del 95 por ciento de la capacidad de transmisión instalada en el país le corresponde a Comisión Federal de Electricidad mientras que Luz y Fuerza del Centro controla cerca del cinco por ciento de la capacidad total de transmisión. En 1999 las líneas de transmisión con una capacidad de 400 KV representaron el 36.56 por ciento de la red de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), las líneas de transmisión de 230 KV el 61.62. En conjunto entre los niveles de tensión de 400 y 230 KV comprendieron el 98.17 de la longitud de las líneas de transmisión del SEN en 1999 (ver cuadro 1).

En el mapa 1 se muestra un diagrama de la red de transmisión eléctrica de México donde se presenta la capacidad máxima de transmisión de los enlaces entre regiones. Cada enlace puede tener una o más líneas de transmisión. La red principal de transmisión tiene una estructura longitudinal y poco mayada. La capacidad de transmisión de los enlaces entre las regiones del sistema depende de la demanda y capacidad de generación disponible. La potencia máxima que se puede transmitir depende del límite térmico de los conductores, del límite de voltaje aceptado por los extremos del enlace, y del margen de seguridad permitido para preservar la integridad del sistema.

CUADRO 1
Longitud de las Líneas de Transmisión (Km), 1999
CFE **LFC**

Año	Nivel de Tensión Kv			
	400	230	400	230
1981	5,997	9,581	225	786
1982	6,035	10,801	291	786
1983	6,080	10,892	291	786
1984	6,287	11,515	291	834
1985	7,610	12,237	291	842
1986	7,827	13,174	291	842
1987	7,908	13,925	291	851
1988	8,380	15,283	342	851
1989	8,810	16,090	379	888
1990	9,099	16,417	379	918
1991	9,103	17,315	379	920
1992	9,162	17,673	379	983
1993	9,710	18,267	379	920
1994	10,623	18,217	379	920
1995	10,979	18,532	379	921
1996	11,337	18,878	379	992
1997	11,908	19,375	379	993
1998	12,249	20,292	379	995
199*	12,489	20,595	379	995
200*	13,263	21,275	379	995

FUENTE: México Banco de Datos 1999, * calculo propio de acuerdo con datos de CFE

MAPA 1
Red de Transmisión del SEN, 1999
Sistema Eléctrico Nacional
Capacidad de transmisión entre regiones (MW)
1999



Fuente: Secretaría de Energía, 2000

La Secretaría de Energía reconoce que los niveles de inversión en la red de transmisión durante los últimos años han sido insuficientes dada la escasez de recursos públicos. Esto ha ocasionado que la capacidad de los enlaces de la red de transmisión no permitan aprovechar eficientemente la capacidad de generación. La Secretaría de Energía prevé entonces un desarrollo de la red de transmisión en el que se logren mayores enlaces entre regiones, así como el aumento de la capacidad de transmisión de los enlaces existentes. Mas específicamente, la Secretaría de Energía estima que el sistema de transmisión de energía eléctrica crecerá 19,359 km en líneas con niveles de tensión de 64 a 400 kV, entre 2000-2004. De 2005-2009 se estima que la red de transmisión crecerá en 13,756 km.²⁴

²⁴ Secretaría de Energía (2000)

Simulación

A continuación se realizan varias simulaciones para la red de transmisión eléctrica de México utilizando el modelo presentado en la sección 3.2. El objetivo es ilustrar la forma en que un mecanismo de regulación de precios puede proveer los incentivos adecuados para la expansión de la transmisión eléctrica. Para tal efecto, se utiliza una optimización basada en el método de Newton mediante derivadas progresivas.²⁵ Algunos supuestos comunes a las distintas simulaciones son:

- Una sola línea une el nodo oferente con el nodo de consumo.
- La tasa de inflación y el factor de ajuste por eficiencia (X) son iguales a cero.
- Los costos de operación son cero.

De esta manera, concentramos nuestro análisis en el rebalanceo de los cargos fijo y variable por parte de la empresa regulada y el impacto subsecuente sobre los beneficios de la empresa. El período de análisis es 1999-2004. El año 1999 es tomado como base. De este año se obtienen los montos iniciales para los precios, las cantidades transmitidas y los costos necesarios para los siguientes períodos regulatorios. El análisis del rebalanceo de cargos se efectúa, por tanto, para el período 2000-2004.

También se asume la siguiente función de demanda:²⁶ $D^{t+1} = (1 + \alpha)D^t - \beta p^t$. Esta ecuación establece un incremento en la demanda a una tasa α y, además, presenta una relación inversa de la demanda con respecto a los precios. Otro supuesto importante es que la empresa es miope en cuanto a la maximización de sus ganancias; es decir, optimiza en cada período sus ganancias de manera separada a los demás períodos.

Ponderadores de Laspeyres

En los dos casos presentados en esta sección, el monopolista resuelve el siguiente programa:

$$\max \pi^t = p^t q^t + F^t N - C(q^t, K^t)$$

²⁵ Es importante recalcar que en algunos casos se encontraron máximos locales que, si bien cumplieron todas las restricciones impuestas al modelo, no arrojaron el beneficio óptimo para la TRANSCO regulada. Por lo tanto, se escudriñaron todos los resultados obtenidos con el fin de asegurarnos de encontrar un máximo global.

²⁶ Para la estimación de la función de demanda, el parámetro β es obtenido mediante una regresión de precios y cantidades, mientras que el parámetro α es tomado de estimaciones realizadas por la Secretaría de Energía en cuanto al comportamiento de la demanda de energía eléctrica, tanto a escala nacional como para cada una de las regiones que comprenden el SEN.

sujeto a

(9)

$$(p^t q^w + F^t N^w) \leq (p^{t-1} q^w + F^{t-1} N^w)$$

$$p^t \geq 0, \quad F^t \geq 0, \quad F^t N^w \geq CF^t$$

Respecto al programa (1), se han agregado las siguientes restricciones adicionales:

- El cargo fijo y cargo el variable deben ser mayores a cero.
- Los ingresos provenientes del cargo fijo deben ser en cada período mayores o iguales a los costos fijos (CF) enfrentados por la TRANSCO.
- La TRANSCO debe hacer las inversiones necesarias en cada período para cubrir la diferencia entre la capacidad de transmisión del período previo y la demanda de transmisión del período corriente.

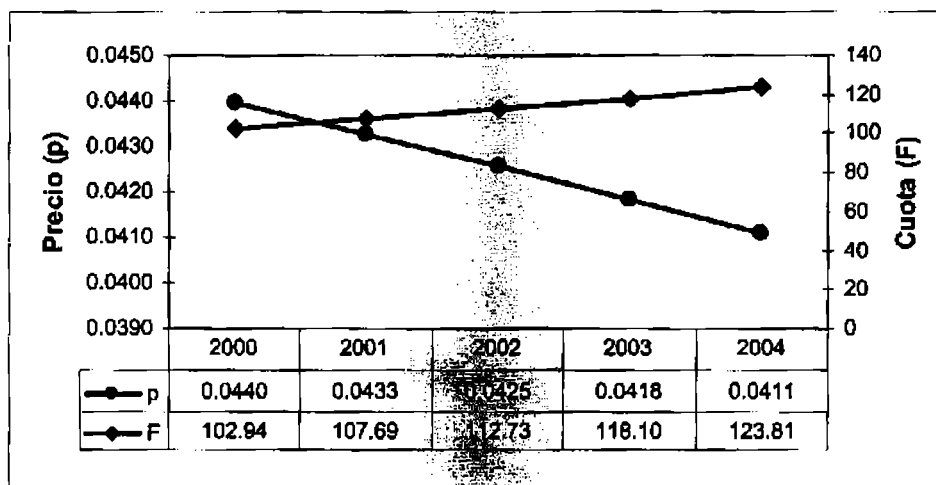
Adicionalmente, se supone para esta sección que existe una sola línea de transmisión en todo el país. Su función de costos se compone de costos fijos (que dependen de la capacidad de transmisión del período $t-1$) y de los costos de inversión. Cuando $q^t \leq K^{t-1}$, los costos de inversión son cero. Los valores correspondientes a los costos fijos y costos de inversión fueron tomados de Comisión Federal de Electricidad (2000).²⁷

A. Número de consumidores fijo

En esta subsección se asume un número de consumidores fijo durante el período de estudio. Los consumidores pueden incrementar su demanda por el servicio de transmisión. Se modela, por ejemplo, el caso de varias compañías de distribución establecidas cuyo número no crece de un período a otro pero cuya demanda por el servicio de transmisión si se incrementa.

²⁷ En el anexo se presenta un resumen de estos datos.

GRÁFICA 1
Rebalanceo de Cargo Fijo y Cargo Variable (Consumidores Fijo)
(en pesos de 1999)



En la gráfica 1 se presentan los valores óptimos del cargo fijo y del cargo variable aplicados por la TRANSCO que resultan de resolver el problema de maximización (9). Los cargos están dados en pesos por *KWh*. El cargo fijo representa el monto correspondiente a cada usuario. La restricción al cargo fijo está activa durante todos los períodos en los que la TRANSCO maximiza su ganancia.

Debido a que en esta simulación el número de consumidores permanece fijo, y que la demanda se incrementa de un período a otro, el resultado obtenido es congruente con el los resultados analíticos del modelo. A saber que, al existir congestionamiento en la capacidad de transmisión, el cargo variable se incrementa y se dan los incentivos necesarios para que la TRANSCO incremente su capacidad de transmisión. Como se muestra en el cuadro 2, la capacidad de transmisión se incrementa en más de 37,295 *MWh* y la longitud de las líneas de transmisión aumenta de 8,863 kilómetros. Además, los beneficios de la TRANSCO se incrementan año con año, por lo que le fue posible a ésta cubrir sus costos de inversión sin ver disminuidas sus ganancias.

CUADRO 2
Monopolista que Opera en Todo el País (Consumidores Fijo)

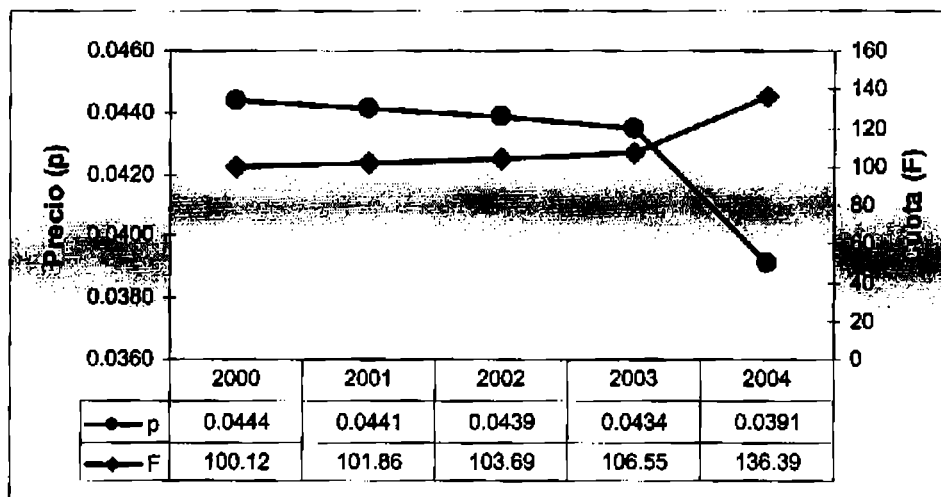
Año	Beneficios, en \$ de 1999	Capacidad de Transmisión en GWh	Km de Líneas de Transmisión
2000	4,649,642,905	151,562	36,019.2
2001	4,716,132,302	158,550	37,679.8
2002	4,781,944,369	165,982	39,446.2
2003	4,846,607,648	173,886	41,324.5
2004	4,909,593,554	182,289	43,321.7

B. Número de consumidores variable.

Ahora asumimos que el número de consumidores se incrementa año con año lo que a su vez implica incrementos en la demanda por el servicio de transmisión. Suponemos que el número de consumidores se incrementa a una tasa de 2.8 por ciento anual, cifra utilizada por la Secretaría de Energía en su más reciente prospectiva del sector eléctrico.²⁸

En la gráfica 2 se presentan los resultados para el rebalanceo entre el cargo fijo y el cargo variable. Durante los tres primeros años la restricción del cargo fijo permanece activa. Por lo tanto, en estos años le conviene a la TRANSCO incrementar el cargo variable. Esto no sucede en los periodos posteriores. Adicionalmente, q^t se mantiene siempre mayor a K^{t-1} por lo que no se puede esperar que el cargo variable tienda a cero. La TRANSCO mantiene su cargo fijo en valores relativamente bajos durante los primeros periodos ya que el incremento en la cantidad demandada es mayor al aumento de los consumidores.

GRÁFICA 2
Rebalanceo de Cargo Fijo y Cargo Variable (Consumidores Variables)
(en pesos de 1999)



Otros resultados relevantes son que se da un incremento de más de 37,166 MWh en la capacidad de transmisión, que aumenta la longitud de la red en cerca de 8,832 kilómetros, y que la TRANSCO ve incrementados sus beneficios año con año (ver cuadro 3). Como era de esperarse, los beneficios de la TRANSCO son mayores cuando se incrementa el número de consumidores que cuando este número

²⁸ Ver Secretaría de Energía (2000).

permanece constante. Esto es así porque la TRANSCO tiene ahora mayores posibilidades de rebalanceo entre el cargo fijo y variable.

CUADRO 3

Monopolista que Opera en Todo el País (Consumidores Variable)

Año	Beneficios, en \$ de 1999	Capacidad de Transmisión en GWh	Km de Líneas de Transmisión
2000	4,721,325,682	151,542	36,014.5
2001	4,865,451,606	158,489	37,665.4
2002	5,015,443,567	165,858	39,416.7
2003	5,169,303,071	173,681	41,275.8
2004	5,265,640,682	182,161	43,291.1

Ponderadores de Laspeyres por Áreas

En la presente sección asumimos que existe una compañía regional de transmisión independiente para cada una de las nueve áreas que comprende del SEN. Cada compañía opera como un monopolio regional y no tienen ninguna relación con el resto de las compañías de transmisión. Es decir, no existen interconexiones entre las distintas áreas y cada área cuenta con sus propias empresas generadoras que satisfacen los incrementos en la demanda. Estos supuesto, aunque restrictivos, permiten aislar las condiciones que caracterizan a las compañías regionales de transmisión independientes que cubren segmentos significativamente diferentes de la demanda.

Cada compañía regional resuelve el programa (9) en su respectiva área de transmisión. No obstante, en cada una de las áreas se tienen incrementos diferentes de la demanda dados por los distintos pronósticos de la Secretaría de Energía.²⁹ La capacidad de transmisión por área existente en 1999 se presenta en el cuadro 4.

²⁹ Ver Secretaría de Energía (2000).

CUADRO 4
Capacidad Máxima de Transmisión por Área MW, 1999.

Baja California	Central	Noreste	Noroeste	Norte	Occidental	Oriental	Peninsular	Total general
530								530
		3,250		140		750		4,140
			900	240	260			1,400
		260		465	200			925
	1,700				4,560			6,260
	3,340					6,700	150	10,190
							295	295
530	5,040	3,510	900	845	5,020	7,450	445	23,740

FUENTE: Secretaría de Energía, 2000.

Adicionalmente, asumimos que existe un conglomerado de compañías de distribución por cada una de las nueve regiones del SEN. Estas compañías de distribución son consumidoras del servicio de transmisión de energía eléctrica suministrado por las nueve compañías regionales de transmisión independientes. Existen 32 compañías de distribución y este número permanece constante de un período regulatorio a otro. En el cuadro 5 se presentan las compañías de distribución existentes para cada una de las nueve regiones de transmisión así como las respectivas tasas de crecimiento de la demanda.

CUADRO 5
Compañías de Distribución y Crecimiento de la Demanda

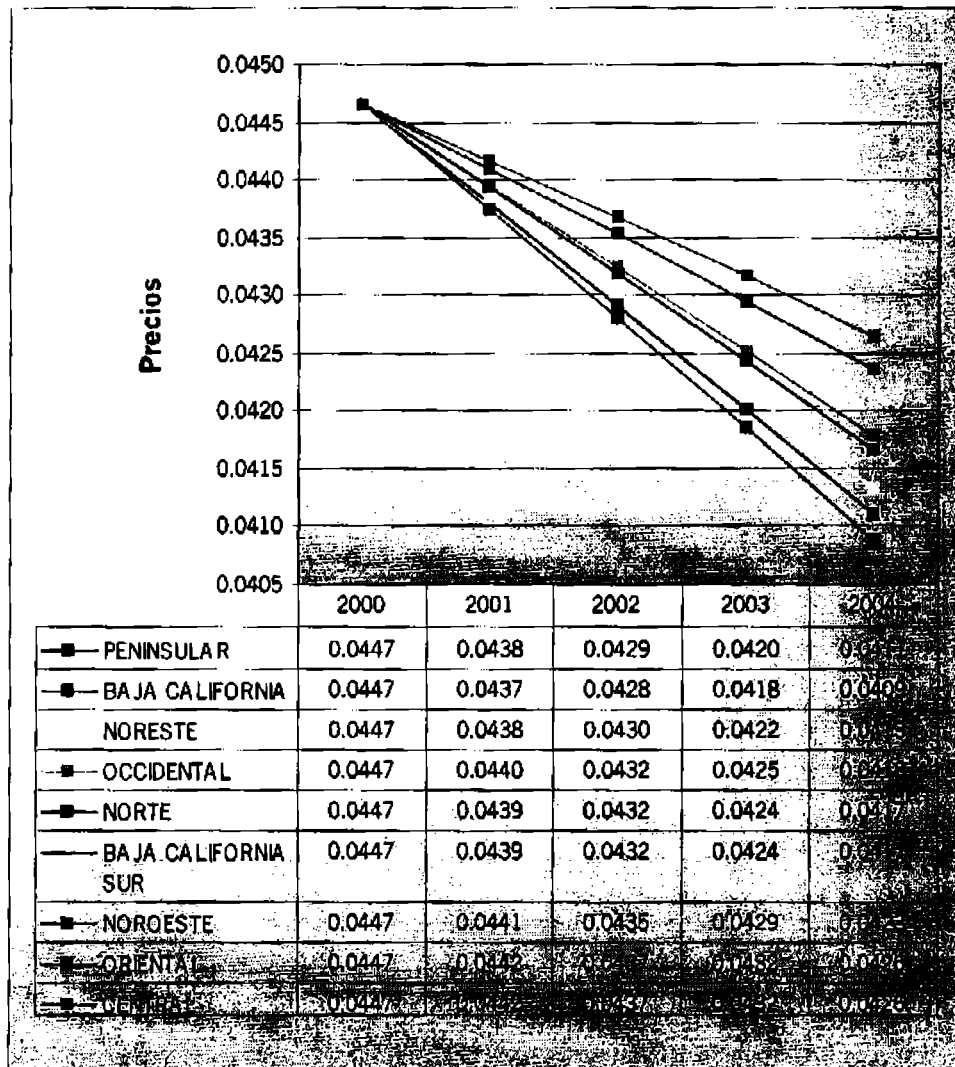
Región	Compañías de Distribución	Tendencia de Crecimiento en la Demanda*
Baja California	3	7.8
Peninsular	4	7.4
Noreste	4	7.0
Norte	3	6.4
Baja California Sur	3	6.4
Occidental	5	6.2
Noroeste	4	5.2
Oriental	5	4.7
Central	1	4.7

FUENTE: * Secretaría de Energía (2000)

En la gráfica 3 se presentan los distintos cargos variables aplicados por las compañías regionales en cada una de las nueve áreas de transmisión. Los cargos presentan una tendencia lineal a la baja. En el cuadro 6 se presentan los distintos

cargos fijos aplicados a cada una de las compañías de distribución existentes por región. El cargo fijo es muy dispar entre un área y otra debido que depende del número de consumidores y de la cantidad demandada por cada compañía de distribución. El cargo fijo es inversamente proporcional al número de consumidores; a menor número de consumidores mayor será el cargo fijo. Asimismo, las restricciones para el cargo fijo permanecen activas en todos los casos.

GRÁFICA 3
Cargo Variable por Área (2000-2004)



CUADRO 6
Cargo Fijo por Compañía de Distribución (2000-2004)
(en pesos de 1999)

REGION / AÑO	2000	2001	2002	2003	2004
Baja California	35,903,766	38,204,402	40,694,831	43,390,023	46,306,108
Peninsular	15,991,752	16,952,502	17,988,683	19,105,948	20,310,364
Noreste	98,309,574	103,822,564	109,746,435	116,110,360	122,945,535
Norte	59,844,724	62,841,620	66,043,969	69,465,148	73,119,382
Baja California Sur	4,828,085	5,069,865	5,328,220	5,604,230	5,899,043
Occidental	97,351,373	102,031,819	107,023,814	112,347,033	118,022,357
Noroeste	40,433,931	41,973,569	43,600,362	45,318,965	47,134,270
Oriental	70,527,885	72,860,796	75,314,156	77,893,814	80,605,889
Central	463,496,135	478,827,595	494,950,622	511,903,655	529,726,907

El precio final por el servicio de transmisión --que comprende tanto el cargo fijo como el cargo variable-- alcanza su nivel mas alto en la región Central seguido por las regiones Norte, Baja California Sur, Noroeste y Baja California. Las regiones que tienen un menor precio final son la Occidental, la Peninsular, la Noreste, y la Oriental (ver cuadro 7).

CUADRO 7
Precio Final por Área con Monopolios Regionales (\$ de 1999/KWh)

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004
Baja California	0.049463	0.048534	0.047590	0.046633	0.045663
Peninsular	0.048275	0.047402	0.046515	0.045614	0.044701
Noreste	0.048289	0.047471	0.046639	0.045795	0.044939
Norte	0.049527	0.048791	0.048043	0.047284	0.046514
Baja California Sur	0.049527	0.048791	0.048043	0.047284	0.046514
Occidental	0.047584	0.046878	0.046160	0.045431	0.044691
Noroeste	0.048352	0.047786	0.047212	0.046627	0.046034
Oriental	0.047627	0.047134	0.046632	0.046123	0.045605
Central	0.059509	0.059009	0.058501	0.057985	0.057460

Al igual que en los casos anteriores, los beneficios de la TRANSCO crecen en cada período y la capacidad de transmisión se incrementa conforme a la demanda en cada área. La tasa de crecimiento promedio anual de los beneficios de todas las compañías regionales es mayor a la que tendría una sola compañía que operara en todo el país, y a la que no se le permitiera discriminar precios (ver cuadro 8). Este

resultado sugiere que a la TRANSCO le conviene discriminar el cargo fijo por regiones de transmisión (y mantener un mismo cargo variable por *KWh* transmitido).³⁰

CUADRO 8
Beneficios de Monopolios Regionales en el Servicio de Transmisión (\$ de 1999)

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004
Baja Culifornia	195,538,203	198,543,686	201,337,539	203,854,182	206,018,823
Peninsular	120,497,850	122,448,516	124,313,380	126,061,569	127,657,962
Noreste	767,643,682	780,427,655	792,889,681	804,881,735	816,235,781
Norte	368,879,066	375,063,886	381,211,414	387,276,768	393,209,128
Baja California Sur	29,760,007	30,258,979	30,754,942	31,244,276	31,722,880
Occidental	1,016,749,677	1,033,692,369	1,050,612,411	1,067,404,862	1,083,950,973
Noroeste	365,477,449	371,046,565	376,693,604	382,403,826	388,160,536
Oriental	826,998,591	838,598,321	850,408,466	862,410,328	874,582,615
Central	1,086,976,176	1,102,222,429	1,117,745,244	1,133,520,045	1,149,518,846

TRANSCO con Discriminación de Precios

Hemos analizado hasta ahora:

- (1) El comportamiento de una TRANSCO que ofrece el servicio de transmisión en todo el territorio nacional y que aplica los mismos cargos a todos los consumidores.
- (2) El comportamiento de compañías regionales de transmisión que operan independientemente en cada una de las nueve áreas del SEN y que aplican cargos diferentes a los de las demás compañías.

En la presente sección analizaremos el comportamiento de una sola compañía de transmisión independiente que opera en siete de las áreas del SEN pero que puede diferenciar los precios que aplica en cada una de las regiones. Se exceptúan los sistemas de Baja California y Baja California Sur por no tener estas dos regiones interconexión física con el resto de la red de transmisión del país.³¹

La TRANSCO analizada en esta sección resuelve un programa similar al (9) pero sujeto a la restricción (3) donde el subíndice del cargo fijo así como el subíndice del cargo variable corren sobre los grupos de consumidores en cada una de las áreas:

³⁰ Bertoletti y Polcetti (1997) analizan las condiciones bajo las cuáles es mas conveniente, en términos de bienestar social, el uso de tarifas en dos partes discriminatorias.

³¹ Por lo tanto, en estas dos regiones se aplicarían las tarifas regionales de la sección anterior.

$$\max \pi' = p'q' + F'N - C(q', K')$$

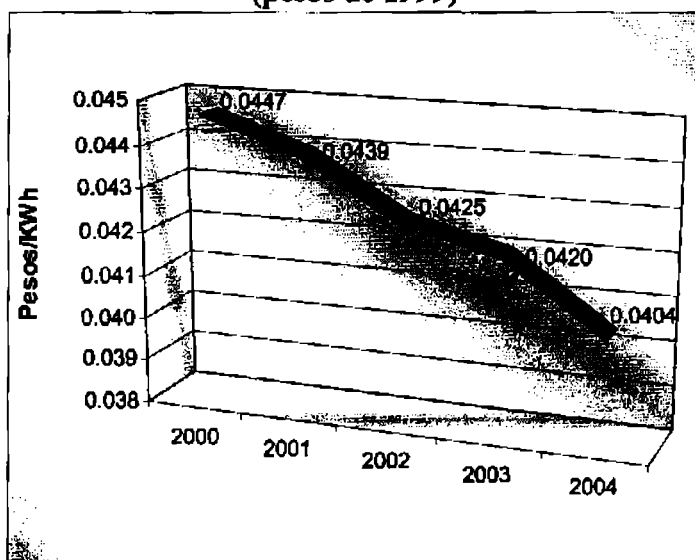
sujeto a (10)

$$\sum_i p_i' q_i^w + \sum_h F_h' N_h^w \leq \sum_i p_i^{t-1} q_i^w + \sum_h F_h^{t-1} N_h^w$$

$$p_i' \geq 0, \quad F_h' \geq 0, \quad F_h' N_h^w \geq C F_h'$$

Se mantiene el supuesto del apartado anterior de que los consumidores de la TRANSCO son las compañías de distribución. Las funciones de demanda en cada área de transmisión son las mismas que antes. Las diferentes TRANSCOs aplican un mismo cargo variable pero aplican un cargo fijo diferente. Es decir, se tiene una tarifa en dos partes discriminatoria para bienes múltiples, en la que existe diferenciación de producto entre grupos de consumidores. En la gráfica 4 se presenta el cargo variable uniforme para todas las áreas de transmisión.

GRÁFICA 4
Cargo Variable (2000-2004)
(pesos de 1999)

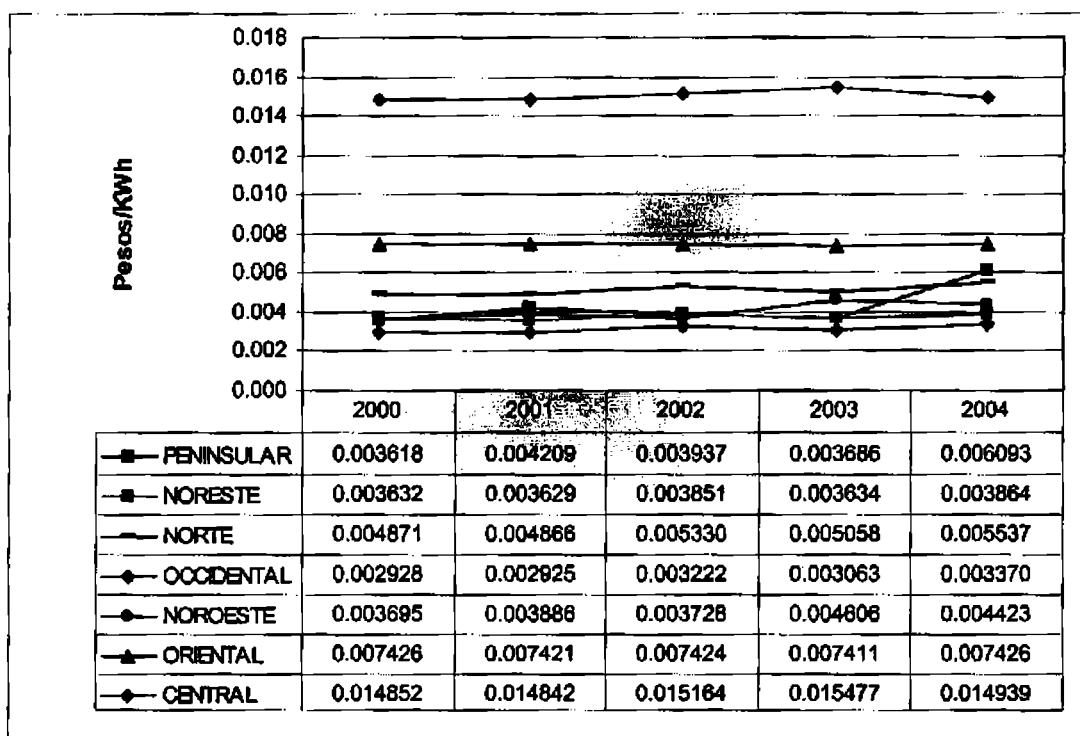


Como en los casos anteriores, se puede observar que el cargo variable tiene una tendencia a la baja. La diferencia es que esta tendencia ya no es lineal. Además, el cargo variable aplicado en cada una de las áreas es mayor al cargo variable aplicado por una TRANSCO que opera en todo el territorio nacional. Asimismo, el cargo variable obtenido en la presente sección es mayor para el 2001 en las regiones con mayor demanda (Peninsular, Noroeste y Baja California) en comparación a los

cargos variables aplicados por los monopolios regionales. Otro resultado relevante es que, en todas las áreas analizadas, la inversión obtenida mediante el mecanismo regulatorio que permite discriminación de precios es mayor a la obtenida con monopolios de transmisión regionales.

La gráfica 5 presenta los datos del cargo fijo en pesos por *KWh* transmitido para cada área. La restricción sobre el cargo fijo se mantuvo activa en las áreas que tienen un mayor incremento en la demanda y que, por tanto, enfrentan mayores retos de inversión. En las áreas restantes, esta restricción no estuvo activa. No obstante, los cargos fijos se mantuvieron en niveles más elevados que los correspondientes a una discriminación en ambos elementos de la tarifa en dos partes debido al supuesto de un cargo variable único para todas las áreas.

GRÁFICA 5
Cargo Fijo por Área con Discriminación (2000, 2004)



En cuanto al precio final a los consumidores del servicio de transmisión, solamente las regiones Oriental y Peninsular presentaron precios más altos que en el caso de monopolios regionales (ver cuadro 9). Los beneficios obtenidos por discriminación de precios son en general mayores a los obtenidos bajo monopolios regionales.

CUADRO 9
Precio Final por Área, Monopolio con Discriminación de Precios (\$ de 1999/KWh)

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004
Peninsular	0.048275	0.048086	0.046485	0.045658	0.046476
Noreste	0.048289	0.047506	0.046398	0.045605	0.044248
Norte	0.049527	0.048743	0.047878	0.047029	0.045921
Occidental	0.047584	0.046803	0.045769	0.045035	0.043754
Noroeste	0.048352	0.047764	0.046275	0.046577	0.044807
Oriental	0.052083	0.051298	0.049972	0.049383	0.047810
Central	0.059509	0.058719	0.057712	0.057448	0.055323

Comentarios Finales

Un proceso de reforma estructural del sector eléctrico debe tener en cuenta que la red de transmisión necesita de los incentivos adecuados para resolver los problemas de congestión de corto plazo, la recuperación de costos fijos de largo plazo, y la inversión para expandir el sistema intertemporalmente. Ignorar este problema podría obstaculizar el desarrollo de la generación ante la falta de capacidad de la red de transmisión. El desarrollo adecuado de la transmisión requiere de definir también los derechos de propiedad de la red eléctrica nacional y su relación con el despacho central, la Secretaría de Energía y el ente regulador.

Existen al menos dos enfoques teóricos para resolver el problema de la dualidad de incentivos para la utilización óptima de la capacidad de transmisión en el corto plazo y la inversión en el desarrollo de la red en el largo plazo. Mediante el enfoque del operador independiente del sistema la solución se deriva de la correcta definición de los derechos de propiedad en la transmisión y del uso de los precios de localización. La otra posibilidad complementaria consiste en aplicar una regulación por incentivos a la compañía de transmisión. En este artículo estudiamos este último enfoque teórico para concentrar nuestra atención sobre los aspectos naturalmente monopólicos de la transmisión. Vimos que, mediante una regulación de precios con tarifas no lineales, es posible conciliar los objetivos opuestos de corto y largo plazo de una TRANSCO. La aplicación de este tipo de regulación al caso de la red de transmisión eléctrica en México confirma el resultado teórico de que la TRANSCO tendrá mayores incentivos a invertir en la expansión de la red si se le permite aplicar tarifas discriminadas.

Un mecanismo como el propuesto en este trabajo requiere, sin embargo, de consideraciones adicionales para su posible implementación. Green (1997) propone algunos principios que la regulación de la transmisión de electricidad debe cumplir. De acuerdo con este autor, la regulación de este subsector debe en primer lugar ayudar al funcionamiento eficiente del mercado eléctrico y a promover la inversión en la red de transmisión. Hemos visto como la tarifa en dos partes propuesta

satisface estos dos principios. No obstante, la regulación del nivel de precios mediante precios máximos debe ir acompañada de un monitoreo de la calidad del servicio ya que la TRANSCO podría tener incentivos a reducir costos a través de deteriorar la calidad.

Green también considera que las tarifas eléctricas deben mandar señales que permitan recuperar los costos de los activos de transmisión e identificar las ventajas para la localización de las inversiones en generación y distribución. Estos objetivos pueden alcanzarse a través de que los cargos variable y fijo se determinen, en cada revisión tarifaria, de forma tal que reflejen los costos de inversión incurridos y los costos de capacidad de transmisión originados por la nueva capacidad de generación o distribución.

Green observa asimismo que en el cambio de un tipo de regulación a otra se debe tener en cuenta la factibilidad política. Si bien es cierto que los generadores y distribuidores pueden beneficiarse de una metodología que establezca tarifas de transmisión iniciales basada en costos históricos y que se acompañe de un factor X adecuado, también es cierto que un mejor servicio de transmisión puede intensificar la competencia entre los generadores y perjudicar a algunos de ellos. Adicionalmente, una regulación más cuidadosa de la transmisión pudiera implicar la eliminación de subsidios perjudicándose así a algunos consumidores. Por lo tanto, una política cuidadosa de subsidios transparentes y directos debe acompañar a la reforma reguladora con el fin de moderar grandes oscilaciones de los precios que pudieran socavar el contrato regulador debido a reducciones severas del excedente del consumidor.³²

Finalmente, un último principio es que la regulación no debe interferir en los posibles arreglos contractuales entre los agentes económicos siempre que los consumidores tengan la opción de las tarifas reguladas, que no se discrimine indebidamente entre los consumidores y que las actividades contractuales no se utilicen para evadir la regulación.

³² La Secretaría de Energía propone una política cuidadosa en materia de subsidios (ver Secretaría de Energía (1999), pp. 62-63).

Bibliografía

- Addelman, M. A. (1963), *The Supply and Price of Natural Gas*, B. Blackwell, Oxford.
- Bertoletti, P., and C. Poletti (1997), "Welfare Effects of Discriminatory Two-Part Tariffs Constrained by Price Caps", *Economics Letters* 56, pp. 292-298.
- Brennan, T.J., "Regulating by Capping Prices", *Journal of Regulatory Economics*, 1989, No. 1, pp. 133-147.
- Brito D. L., and J. Rosellón (2001), "Pricing Natural Gas in México: An Application of the Little Mirrlees Rule", under review in *The Energy Journal*.
- _____, W. L. Littlejohn, and J. Rosellón (2000), "Pricing Liquid Petroleum Gas in Mexico", *Southern Economic Journal*, vol. 66, no.3, January.
- Brown L., M.A. Einhorn and I. Vogelsang (1991), "Toward Improved and Practical Incentive Regulation", *Journal of Regulatory Economics*, 3, pp. 313-338.
- Comisión Federal de Electricidad (2000), *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico, Transmisión y Transformación*, CFE, México D.F.
- Fraser, R., "The Relationship Between the Costs and Prices of a Multi-Product Monopoly: The Role of Price-Cap Regulation," *Journal of Regulatory Economics* 8, 1995, pp.23-31.
- Green, R. (1997), "Electricity Transmission Pricing: An International Comparison", *Utilities Policy*, 6, pp. 177-184.
- Hogan, W. (1999), *Reshaping the Electricity Industry*, JFK School of Government, Harvard University, <http://ksgwww.harvard.edu/people/whogan>.
- Joskow, P. L. and P. MacAvoy (1975), "Regulation and Franchise Conditions of the Electric Power Companies in the 1970's", *American Economic Review*, 65, pp. 295-311.
- Laffont, J. J. (1996), *Fundamentals of Public Economics*, Cambridge, MA: MIT Press.
- _____, and J. Tirole (1993), *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, Cambridge: MIT Press.
- Law, P.J. (1995) *Welfare Effects of Pricing in Anticipation of Laspeyres Price Cap Regulation-An Example*, Mimeo, Department of Economics, University of Warwick, Coventry, Great Britain.
- Loeb, M., and W. A. Magat (1979), "A Decentralized Method of Utility Regulation", *Journal of Law and Economics* 22, pp. 399-404.
- Milgrom, P., and J. Roberts (1992), *Economics, Organization and Management*, Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall.
- Neu, W., "Allocative Inefficiency Properties of Price-Cap Regulation," *Journal of Regulatory Economics* 5, 1993, pp.159-182.
- Ramírez, J. C., y J. Rosellón (2000), "La Regulación de las Tarifas de Distribución del Gas Natural en México: Un Modelo Estocástico", *El Trimestre Económico*, vol. LXVII (2), No. 266, abril-junio, 2000.
- _____(2001), "Pricing Natural Gas Distribution in México", *Energy Economics* (forthcoming).
- Sappington, D. (1991), "Incentives in Principal Agent Relationships", *Journal of Economic Perspectives*, Vol.5, No.2, pp. 45-66.
- Secretaría de Energía (1999), *Propuesta de Cambio Estructural de la Industria Eléctrica en México*, México.

- _____ (2000), *Prospectiva del Sector Eléctrico 2000-2009*, México.
- Sibley, D. (1989), "Asymmetric Information, Incentives and Price-Cap Regulation", *RAND Journal of Economics* 20, , pp. 392-404.
- Vogelsang, I. 2001. "Price Regulation for Independent Transmission Companies." *Journal of Regulatory Economics* (forthcoming).
- _____ (1999), "Optimal Price Regulation for Natural and Legal Monopolies", *Economía Mexicana. Nueva Época*, vol. VIII, núm. 1.
- _____ (1989), "Two-Part Tariffs as Regulatory Constraints", *Journal of Public Economics* 39, 1989, pp. 45-66.

Anexo

Ventas por Área (GWh)

Área	1989	1991	1993	1995	1997	1998	1999
Baja California	3,640	3,849	4,129	4,870	6,184	6,347	7,020
Baja California Sur	610	634	626	691	845	863	944
Central	22,062	22,424	24,355	25,289	27,971	29,026	30,208
Noreste	13,479	14,760	16,274	18,675	22,209	23,746	25,629
Noroeste	6,796	7,359	7,641	8,561	9,872	10,020	10,541
Norte	7,280	7,274	7,790	9,087	10,264	11,113	11,701
Occidental	16,966	19,572	21,376	24,389	27,986	29,724	31,724
Oriental	15,584	16,304	16,166	18,514	21,198	22,337	22,983
Peninsular	2,073	2,541	2,869	3,233	3,632	3,961	4,169
TOTAL.	88,490	94,717	101,226	113,309	130,161	137,137	144,919

FUENTE: Secretaría de Energía, 2000.

Costo Unitario Promedio por Kilómetro de Línea de transmisión (pesos del 2000)

Tipo de Línea	Costo Directo	Costo Directo más Indirecto
400 kV dos circuitos, 3 conductores por fase	3,873,088	4,376,590
400 kV un circuitos, 3 conductores por fase	2,159,550	2,440,291
400 kV dos circuitos, 2 conductores por fase	2,976,352	3,363,278
400 kV un circuitos, 2 conductores por fase	1,689,926	1,909,616
230 kV dos circuitos, 1113 MCM	1,808,795	2,043,938
230 kV un circuitos, 1113 MCM	1,119,235	1,264,736
230 kV dos circuitos, 900 MCM	1,653,380	1,868,319
203 kV un circuitos, 900 MCM	1,031,639	1,165,752
115 kV dos circuitos, 795 MCM	1,331,443	1,504,531
115 kV un circuitos, 795 MCM	850,744	961,341
115 kV dos circuitos, 477 MCM	1,096,962	1,239,567
115 kV un circuitos, 477 MCM	729,271	824,076

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad, 2000.