

## PRINCIPIOS PARA TARIFICAR LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA\*

M. SOLEDAD ARELLANO

PABLO SERRA

*Universidad de Chile*

*Este artículo establece que cuando los precios de la energía son regulados usando peak-load pricing, los costos del sistema de transmisión deben recaer sobre quienes se benefician de él. La transmisión cumple tres funciones: transportar energía, sustituir capacidad de generación y facilitar la competencia en generación. Al sustituir capacidad o facilitar la competencia, los consumidores son los únicos beneficiados. En el transporte de energía, los beneficiados pueden ser consumidores, generadores o ambos. En particular, cuando la central marginal se localiza en el centro de demanda, el costo marginal de largo plazo recae sobre los generadores que transportan energía hacia él.*

*JEL:* L94, L51

*Palabras clave:* Industria Eléctrica, Tarificación de la Transmisión

### 1. INTRODUCCIÓN

La normativa del sector eléctrico chileno ha estado expuesta en los últimos años a diferentes cuestionamientos, especialmente con posterioridad a la crisis de los años 1998-99. Uno de los puntos en los en que se ha centrado la discusión es el esquema de tarificación del sistema de transmisión. En particular, la pregunta de quién debe pagar por él y —en caso de ser más de un agente el que deba hacerlo— en qué proporción, no parece tener una respuesta definitiva. La discusión no es de modo alguno irrelevante pues, como todo precio, las tarifas de transmisión entregan señales de localización e inversión las que definen, entre otros, la composición del parque generador.

\* Una versión preliminar de este trabajo fue presentada en el Encuentro Anual de Economistas (2003). Agradecemos los comentarios de Alexander Galetovic, Juan Pablo Montero y de un árbitro anónimo. Arellano agradece a Fundación Andes por financiamiento otorgado en el marco del Convenio C-13860.

La denominada “Ley Corta”, comenzó a ser discutida en mayo del 2002 y fue aprobada en enero del año 2004. Esta ley aborda, entre otros, el tema de la tarificación del sistema de transmisión y el procedimiento a través del cual se define la forma como éste debe expandirse. La ley establece que los costos de inversión y operación de la denominada área de influencia del sistema de transmisión troncal,<sup>1</sup> neto de lo que se recauda por concepto del “Ingreso Tarifario”, deberá ser enterado tanto por los generadores como por los consumidores, en una proporción 80/20.<sup>2</sup> Por primera vez se contempla que los consumidores paguen en forma directa por el sistema de transmisión.

El propósito de este artículo es establecer los principios económicos que deben regir las tarifas de transmisión y de este modo el marco teórico que se debe utilizar al momento de analizar la nueva ley. Estos principios económicos han de ser tales que las tarifas resultantes den a los distintos actores del sector eléctrico las señales adecuadas para que sus decisiones, tanto de corto plazo (operación) como de largo plazo (inversión y localización), conduzcan a un equilibrio de mercado eficiente. Si bien el problema de cómo tarificar la transmisión en forma óptima ha estado presente en la literatura desde hace algún tiempo (ver, por ejemplo, Schweppe *et al.*, 1988; Hogan, 1992; y Chao y Peck, 1996), la diversidad de enfoques propuestos es una muestra de que no existe consenso respecto a la mejor forma hacerlo. Creemos que ello se debe a que: (i) no existe un adecuado reconocimiento de las distintas funciones que cumplen los sistemas de transmisión y (ii) las dificultades para introducir un sistema de tarificación eficiente en un monopolio natural.

La transmisión eléctrica es un monopolio natural producto de las fuertes economías de escala que existen en su desarrollo. Si bien la tarificación a costo marginal de un monopolio natural es eficiente, no permite a la empresa financiar todos sus costos. La literatura distingue dos maneras para asignar entre los usuarios el costo de transmisión no cubierto por los ingresos tarifarios a costo marginal: (i) escalar los precios usando el criterio de Ramsey y (ii) establecer cargos fijos a los usuarios (véase Crampes y Laffont, 2001). Los precios de Ramsey son un segundo mejor, pues optimizan los ingresos de una empresa restringida a cobrar precios lineales. Por su parte, el uso de sistemas tarifarios con dos cargos (fijo y variable) puede permitir alcanzar una solución eficiente. Por ello, en este trabajo sólo nos centramos en el uso de sistemas de dos cargos.

Al establecer un cargo variable igual al costo marginal se produce una brecha de ingresos que es necesario distribuir entre los usuarios. La teoría de juegos cooperativos entrega diversos criterios para realizar esta asignación. Si consideramos una solución negociada entre todos los usuarios, entonces el

<sup>1</sup> Para la primera fijación tarifaria el sistema troncal corresponde a la zona comprendida entre Tal-Tal y Puerto Montt en el caso del Sistema Interconectado Central (SIC).

<sup>2</sup> El área de influencia común es aquella constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre 2 nudos del sistema que concentran al menos 75% de las inyecciones totales del sistema y al menos 75% de la demanda total del sistema. Para la primera fijación tarifaria corresponde al área entre las subestaciones Quillota y Charrúa en el caso del SIC y a la subestación Crucero en el caso del Sistema Interconectado Norte Grande (SING).

núcleo está dado por todas las asignaciones, donde la contribución de cada usuario es menor al beneficio neto que obtiene del servicio entregado por el monopolio (para que ello ocurra una condición necesaria es que la suma de beneficios netos sea mayor a la brecha a financiar).<sup>3</sup> En particular en este trabajo proponemos que cada usuario pague, además de un precio unitario igual al costo marginal, un cargo fijo proporcional al beneficio que obtiene del servicio que presta el monopolio. Este criterio es un ejemplo de equidad relativa (*relative egalitarianism*), y posee interesantes propiedades: es el único criterio de asignación que puede ser descentralizado cuya asignación está en el núcleo (Moulin, 1988).<sup>4</sup> También es posible asignar el cargo fijo usando la regla de Shapley.

Estos criterios de asignación, además de tener diversas propiedades, entregan en principio reglas simples. Sin embargo su aplicación práctica no está exenta de dificultades, pues no resulta fácil medir el beneficio de cada agente. En algunos trabajos que proponen usar juegos no cooperativos para asignar el cargo fijo, el beneficio de los usuarios se mide en función de su ocupación del sistema de transmisión, especialmente en sus horas *peak* (Lie y Tan, (2001) y Zolezzi y Rudnick, 2002). En este trabajo se muestra que estos criterios son insuficientes, pues los beneficios no están necesariamente relacionados con el transporte de energía. En primer lugar, el sistema de transmisión eléctrica presta simultáneamente tres servicios y los beneficiados con cada uno de ellos pueden diferir. En efecto, el sistema de transmisión transporta energía, sustituye potencia instalada y aumenta la competencia en el mercado eléctrico. Sólo en la primera función el beneficio del sistema de transmisión está directamente vinculado al transporte de energía, y aun en este caso es necesario determinar quiénes se beneficia con la transmisión, los que pueden ser tanto generadores como consumidores, o ambos.

En un modelo general, al estimar los beneficios que una línea de transmisión aporta a los distintos actores del sistema (o de las coaliciones de usuarios en el caso de la regla de Shapley), se debieran considerar los distintos beneficios asociados a los sistemas de transmisión. En este trabajo, sin embargo, adoptamos un enfoque más modesto: Construimos ejemplos muy simples que muestran por separado los beneficios o beneficiarios de la transmisión en cada una de sus distintas funciones. Todos los ejemplos consideran la eventual construcción de una única línea de transmisión. Resulta evidente la necesidad de verificar que la suma de los beneficios de todos los usuarios de la línea de transmisión sea mayor que el costo fijo a prorratear entre los usuarios, pues en caso contrario dicha instalación es ineficiente. En otras palabras, una evaluación previa descarta la construcción de líneas de transmisión que no son socialmente rentables. Los principios que proponemos en este trabajo sirven para tarificar una red ya cons-

<sup>3</sup> Descentralizable significa que al usuario  $i$  le corresponde pagar una proporción que sólo depende de su beneficio y del beneficio total, mientras que el núcleo corresponde al conjunto de asignaciones en que ningún individuo, o conjunto de individuos, pueden aumentar su beneficio dejando de cooperar con el resto.

<sup>4</sup> Descentralizable significa que la proporción que corresponde pagar al usuario  $i$  sólo depende del beneficio que obtiene y del beneficio total.

truida, y en cuanto entregan señales correctas de precios conducen a un parque de generación socialmente eficiente. Sin embargo, el diseño de una red eficiente es un problema que excede a este trabajo.

La distribución de los beneficios entre consumidores y generadores depende del sistema de tarificación de la energía y potencia que se transa en el mercado. En nuestro análisis usamos *peak-load pricing*, sistema que permite llegar a una solución óptima en forma descentralizada (véase Wenders, 1976). Cuando la demanda es inelástica, es eficiente cobrar en cada instante un precio por la energía equivalente al costo marginal de generarla, al que se debe sumar un cargo por potencia al consumo en horas de punta. Este cargo por potencia corresponde al costo marginal de aumentar la potencia en punta. Suponemos, asimismo que el costo de inversión del sistema de transmisión tiene un componente fijo y uno variable. Por simplicidad, omitimos las pérdidas de transmisión y los costos de congestión quedan reflejados en las diferencias de precios entre los distintos nudos de la red.

La función transporte de energía del sistema de transmisión permite satisfacer la demanda con energía producida en las plantas más eficientes del sistema, aun cuando éstas estén alejadas de los centros de consumo. Esta función puede beneficiar tanto a generadores como a consumidores. En el contexto de un modelo con libre entrada a la industria, dos tecnologías de generación, demanda inelástica y factores de planta iguales a uno, la empresas de generación no tienen utilidades por lo que el costo fijo de la transmisión necesariamente recae sobre los consumidores. Por su parte, el cargo variable puede recaer tanto sobre los consumidores como los generadores, dependiendo de la localización de las plantas con menor costo de inversión. Cuando éstas están ubicadas en el centro de demanda, los generadores localizados en otras áreas deberán hacerse cargo del costo variable de la transmisión. En caso contrario, el pago de potencia debe incluir este costo, por lo que son los consumidores quienes lo financian.

El sistema de transmisión aumenta la competencia en el mercado eléctrico y en puntos aislados la puede introducir. Esta función no es distinta de la que cumple cualquier carretera que une dos mercados en los cuales se producen y venden bienes homogéneos. En efecto, la existencia de una línea de transmisión determina que cualquier empresa que ostente algún grado de poder de mercado en el ámbito local vea amenazada su posición por la entrada de producción proveniente del otro lado de la línea. Esta amenaza restringe el grado de poder de mercado que los generadores pueden ejercer en sus respectivos mercados. En consecuencia, el sistema de transmisión beneficia, por este concepto, directamente a los consumidores. Lo anterior determina que estos últimos debieran financiar aquellas líneas de transmisión que aumentan la competencia. De hecho, los generadores se ven perjudicados por su pérdida de poder de mercado, y por esta razón no están dispuestos a financiar la línea respectiva.

La literatura muestra que en un mercado eléctrico no regulado, en el cual diferentes zonas están interconectadas por líneas de transmisión con capacidad limitada, los generadores pueden usar una variedad de estrategias para ejercer poder de mercado. Borenstein *et al.* (2000) señala que a generadores compitiendo

à la Cournot les puede resultar rentable disminuir su producción con el fin de congestionar las líneas de transmisión, y así poder ejercer poder de mercado en sus respectivas zonas. Léautier (2001) en un modelo con competencia de precios encuentra que aunque los generadores reciban pagos por la transmisión, no siempre estarán dispuestos a pagar por expansiones del sistema de transmisión que son óptimas desde un punto de vista social. Joskow y Tirole (2000) extienden el análisis y muestran que la posesión de un derecho de transmisión (físico o financiero) por parte de un generador localizado en una zona importadora aumenta el poder de mercado que éste tiene, dándole una razón adicional para restringir la producción. Hogendorn (2003) muestra que tanto los generadores como la empresa de transmisión tienen incentivos para mantener el sistema de transmisión congestionado. Este resultado requiere que ambos agentes puedan comprometerse en forma creíble: los generadores a localizarse en una determinada zona geográfica, mientras que la empresa de transmisión debe comprometerse a no expropiar a los generadores con precios muy elevados, condición que se satisface cuando esta última está sujeta a regulación tarifaria.

En los artículos anteriores el precio de la energía es determinado por la interacción de productores y consumidores. En este trabajo las plantas de generación están obligadas a operar cuando son despachadas por un operador independiente que minimiza el costo total de operación y los precios son determinados por el sistema de *peak-load pricing*. En consecuencia, la única manera que tienen los generadores de ejercer poder de mercado es a través de la composición del parque generador. Por ello, modificamos la competencia de Cournot de modo que la variable que los generadores usan para ejercer su poder de mercado sea la capacidad de generación en plantas con menor costo de operación.

El uso de la transmisión como sustituto de potencia instalada es ilustrado a través de la interconexión de dos sistemas eléctricos cuyos consumos máximos se dan a distinta hora. En este caso el sistema de transmisión permite reducir el total de la potencia instalada, pues la punta de cada sistema se satisface tanto con generación local como del sistema vecino. En este ejemplo existen cargos por potencia tanto para el consumo que ocurre en la punta del sistema como para el consumo en la demanda de punta de cada localidad, y la combinación de ambos permite a los generadores financiar la inversión en generación y la inversión en transmisión. Al igual que en el caso de la función de transporte, se demuestra que el costo marginal de largo plazo del sistema de transmisión debiera recaer sobre los generadores, mientras que el costo fijo debiera asignarse a los consumidores.

El uso de la transmisión como sustituto de potencia instalada también se da con relación a las centrales que deben mantenerse en un sistema para proveer respaldo ante contingencias de oferta o demanda. En particular, el sistema de transmisión puede permitir proveer un determinado nivel de confiabilidad del sistema (entendido como probabilidad de falla) con menor capacidad de respaldo o bien, una menor probabilidad de falla manteniendo constante el tamaño de la capacidad de respaldo. Si los consumidores pagan por la potencia de respaldo, entonces ellos se benefician por este concepto a través de menores pagos por potencia.

En las secciones que siguen se analiza en forma independiente cada una de las funciones que cumple el sistema de transmisión, poniendo especial énfasis en definir qué agentes se benefician con la línea y lo que esto implica en términos de tarificación. La sección final presenta las conclusiones.

## 2. EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN COMO TRANSPORTE DE ENERGÍA

Comenzamos analizando cómo se debiera tarificar la transmisión cuando su única función es transportar energía. Para ello partimos resumiendo el sistema tradicional de *peak-load pricing* sin transmisión. Este considera una demanda inelástica de energía, la cual está concentrada geográficamente. Suponemos que existen dos tecnologías de generación, 1 y 2, con costos fijos anuales iguales a  $f_1$  y  $f_2$  por MW, respectivamente. Por su parte, los costos operacionales son  $c_1$  y  $c_2$  por MWh. Sin pérdida de generalidad suponemos que  $f_1 > f_2$  y  $c_1 < c_2$ . Usamos la función  $q(t)$  para denotar la curva de carga del sistema, donde  $q(t)$  designa el consumo en la  $t$ -ésima hora con mayor consumo. Finalmente suponemos que para ambas tecnologías: (i) el factor de planta es 1; (ii) la generación puede variar instantáneamente y sin costos; y (iii) que las plantas no fallan. Las plantas generadoras son despachadas por orden de mérito, es decir, ingresan a producir de menor a mayor costo de operación hasta satisfacer la demanda.<sup>5</sup> Bajo dicho conjunto de supuestos, el problema de minimizar el costo total del sistema eléctrico se formaliza como:

$$\text{Min}_{k_1, k_2} \left\{ f_1 k_1 + f_2 k_2 + c_2 \int_0^{t(k_1)} (q(t) - k_1) dt + c_1 k_1 t(k_1) + c_1 \int_{t(k_1)}^T q(t) dt \right\} \quad (1)$$

$$\text{s.a.} : k_1 + k_2 \geq q^M$$

donde  $q^M$  designa la demanda máxima,  $k_1$  y  $k_2$  la capacidad instalada de las plantas tipo 1 y 2 respectivamente, y  $T$  el número de horas en el año. El planteamiento del problema supone un uso óptimo de la capacidad instalada. En efecto, entre las horas  $t(k_1)$  y  $T$ , la demanda se satisface con generación de la planta tipo 1, pues la capacidad instalada lo permite y es más barato que hacerlo con generación de la planta tipo 2. Entre las horas 0 y  $t(k_1)$ , la demanda que no se alcanza a satisfacer con energía proveniente de las plantas de tipo 1 se genera con centrales de tipo 2 (ver Gráfico 1). Desde el punto de vista de los consumidores la variable relevante es  $t(k_1)$ , pues es el número de horas en que deben pagar un mayor precio por la energía.

Las condiciones de Kuhn-Tucker del problema anterior son:

<sup>5</sup> La realidad, sin embargo, es algo más compleja pues la existencia de indivisibilidades en la operación de las plantas puede modificar el orden natural de ingreso de éstas, dando origen a lo que la literatura denomina el *Unit Commitment Problem* (véase Fischer y Serra, 2002).

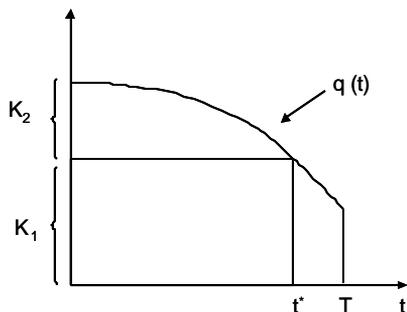
$$\begin{aligned}
 f_1 - t(k_1)\Delta c - I &\geq 0 & k_1(f_1 - t(k_1)\Delta c - I) &= 0 \\
 f_2 - I &\geq 0 & k_2(f_2 - I) &= 0
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

donde  $\Delta f = f_1 - f_2$  y  $\Delta c = c_2 - c_1$ , con  $\Delta c$  y  $\Delta f$  positivos dados los supuestos. La función objetivo es convexa, por lo que la solución óptima es:

$$t^* = \text{Min} \left( \frac{\Delta f}{\Delta c}, T \right)
 \tag{3}$$

Luego, la solución que minimiza el costo total del sistema es  $k_1^* = q(t^*)$ , y  $k_2^* = q^M - k_1^*$ . Cuando  $t^* = T$  sólo se instalan plantas tipo 2.

FIGURA 1  
COMPOSICIÓN ÓPTIMA DEL PARQUE GENERADOR



Un sistema de precios consistente con la solución óptima es un cargo por energía igual al costo de operación de la planta más cara en actividad (planta tipo 1 ó 2 según la hora) y un cargo por potencia por el consumo en punta igual al costo de inversión en las plantas tipo 2. Este es el sistema *peak-load* tradicional con demanda inelástica.<sup>6</sup> Conviene notar que el sistema tarifario entrega señales tanto para una inversión como para una operación descentralizada óptima. Por un lado, cuando la composición de la capacidad instalada es la óptima, ambos tipos de plantas no tienen utilidades económicas. En efecto, las plantas tipo 2 nunca obtienen utilidades económicas. Suponiendo libre entrada a la industria de generación, entonces ingresan plantas tipo 1 hasta el punto que éstas tampoco tengan utilidades y ello ocurre cuando las plantas tipo 2 operan sólo durante las  $t^*$  horas de mayor consumo. Por otro lado, cuando el precio de la energía es  $c_1$  sólo las

<sup>6</sup> En la hora de máxima demanda el precio es considerablemente mayor que en el resto de las horas. Ello es posible porque hemos supuesto que la demanda de cada hora es inelástica. En la práctica la demanda eléctrica horaria no es completamente inelástica. En efecto, existe evidencia de que los usuarios responden a las señales de precios trasladando consumo de una hora a otra. En la práctica, en los países que usan *peak-load pricing* el pago por potencia corresponde a la mayor lectura en el, digamos, 10% de las horas con mayor consumo del sistema, cifra que luego se corrige por un factor de coincidencia. Balasko (2001) realiza un análisis teórico de la fijación tarifaria con demanda elástica.

plantas tipo 1 están dispuestas a operar (son indiferentes entre hacerlo o no) y cuando el precio de la energía es  $c_2$  las plantas tipo 1 quieren operar, mientras que las plantas tipo 2 están dispuestas a operar, por lo que la operación es óptima.

El análisis anterior omitió cualquier consideración espacial. Imaginemos ahora que las plantas tipo 2 se localizan en el centro de demanda, pero las plantas tipo 1 están en otra localización.<sup>7</sup> Supongamos que el costo de inversión de la línea de transmisión que une ambos puntos tiene una componente fija  $p_0$  y una componente variable  $p_1$ . Luego el costo de inversión en un sistema de transmisión con capacidad  $K$  es  $p_0 + p_1 K$ . Por simplicidad omitimos las pérdidas de transmisión. El problema de minimización del costo del sistema integrado es:

$$\text{Min}_{k_1, k_2} \left\{ f_1 k_1 + f_2 k_2 + c_2 \int_0^{t(k_1)} (q(t) - k_1) dt + c_1 k_1 t(k_1) + c_1 \int_{t(k_1)}^T q(t) dt + p_0 + p_1 k_1 \right\}$$

s.a.:  $k_1 + k_2 \geq q^M$  (4)

Es preciso notar que, sin pérdida de generalidad, se ha impuesto que la capacidad de transporte esté adaptada a la demanda ( $K = k_1$ ). Las condiciones de Kuhn-Tucker son:

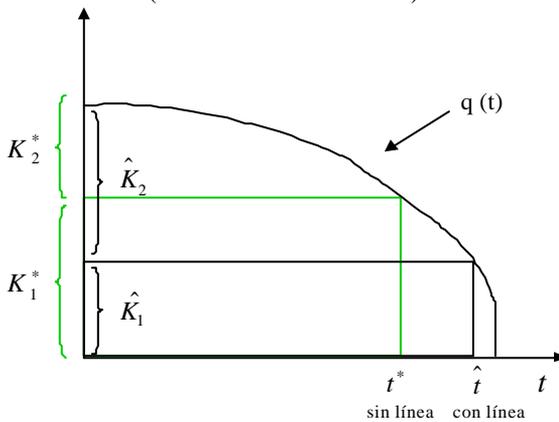
$$f_1 + p_1 - \Delta c \ t(k_1) - I \geq 0 \quad k_1 (f_1 + p_1 - \Delta c \ t(k_1) - I) = 0$$

$$f_2 - I \geq 0 \quad k_2 (f_2 - I) = 0$$

Luego la solución óptima es (ver Gráfico 2):

$$\hat{t} = \text{Min} \left( \frac{\Delta f + p_1}{\Delta c}, T \right)$$
(6)

GRAFICO 2  
COMPOSICION OPTIMA DEL PARQUE GENERADOR  
(Con Línea de Transmisión)



<sup>7</sup> Esta localización puede responder al emplazamiento geográfico de la oferta de combustibles o recursos hidrológicos, o a la existencia de restricciones ambientales que impiden construir plantas tipo 1 en las zonas de consumo.

El esquema de tarificación de la energía y potencia es igual al del caso sin transporte. Luego, el costo marginal de inversión en transmisión ( $p_I$ ) es absorbido por las plantas tipo 1. Las plantas tipo 2 operan más horas que en el caso en que ambos tipos de planta estén localizadas en el centro de consumo ( $\hat{t} > t^*$ ), por lo que las plantas tipo 1 reciben por unidad de capacidad instalada un mayor ingreso por venta de energía, lo que a su vez les permite absorber el costo variable de la inversión en transporte (ver Gráfico 2).<sup>8</sup> El sistema tarifario, al igual que en el caso sin transmisión, da las señales correctas para la inversión y operación.

Este sistema tarifario no permite financiar el costo fijo de la línea de transmisión. ¿Quién lo debe sufragar? En la solución que maximiza el bienestar social los generadores no tienen utilidades económicas, por lo que, de ser socialmente rentable la línea de transmisión, el costo fijo de la transmisión necesariamente debiera recaer sobre los consumidores. Al respecto, se debe tener en cuenta que la línea de transmisión sólo se justifica si el costo de ésta es menor que el beneficio social que genera, el que está dado —en este caso— por el beneficio que los consumidores obtienen debido a que parte de su abastecimiento proviene de plantas tipo 1 (pues los productores no obtienen utilidades económicas). Este beneficio está dado por:

$$\Delta W = \Delta c \int_{\hat{t}}^T q(t) dt - p_0 \tag{7}$$

Luego, de ser socialmente rentable la línea de transmisión ( $\Delta W > 0$ ), el costo fijo de la transmisión necesariamente debiera recaer sobre los consumidores.

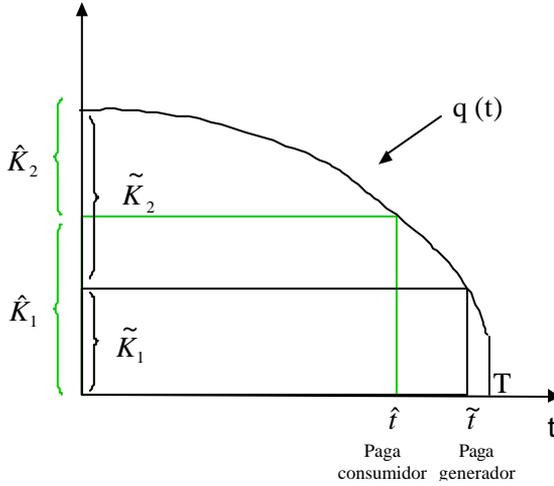
Si los generadores tipo 1 estuvieran obligados a pagar el costo fijo de transmisión ( $p_0$ ), su capacidad instalada disminuiría hasta permitir el financiamiento del costo fijo de la inversión en transmisión (ver Gráfico 3). La solución, en caso que exista, satisfaría la condición:

$$\tilde{t} = \text{Min} \left( \frac{\Delta f + p_1}{\Delta c} + \frac{p_0}{\Delta c \cdot q(\tilde{t})}, T \right) \tag{8}$$

Notar que si  $\hat{t} < T$ , entonces  $\hat{t} < \tilde{t}$ . En otras palabras, los generadores poseedores de la tecnología con costos más bajos de operación y localizados fuera del centro de consumo se ven obligados a subinvertir en capacidad de generación, de modo que las plantas con tecnología de tipo 2 marginen por un mayor período de tiempo, permitiéndoles de este modo recaudar los mayores ingresos necesarios para pagar el costo fijo de transmisión. En un caso extremo, es posible que  $\tilde{t} = T$  en cuyo caso no se instalan plantas con menor costo de operación en zonas alejadas del centro de consumo.

<sup>8</sup> En estricto rigor, también está el caso en que en la solución óptima sin transporte sólo operan plantas tipo 2, pero en este caso no hay plantas tipo 1 por lo que no se requiere transmisión.

GRAFICO 3  
COMPOSICION PARQUE GENERADOR SEGUN ASIGNACION  
COSTO FIJO TRANSMISION



Luego cuando los generadores pagan el costo fijo de transmisión se produce una reducción en el bienestar de los consumidores, la que está dada por:

$$\Delta W = p_0 - \Delta c \int_{\hat{t}}^{\tilde{t}} q(t) dt \leq p_0 - (\tilde{t} - \hat{t}) \Delta c q(\tilde{t}) = 0 \tag{9}$$

La intuición del resultado anterior es inmediata. La composición del parque generador no es óptima porque las plantas con mayor costo de operación deben generar por más tiempo para permitir a las plantas tipo 1 financiar su inversión y pagar el costo de la línea de transmisión. Luego los consumidores pagan un mayor costo por la energía. Por su parte, la situación de los generadores no cambia, pues su utilidad económica sigue siendo cero. Luego el bienestar social cae. En consecuencia, en este modelo es eficiente que el costo fijo de la inversión en transmisión lo absorban los consumidores. Dado que la demanda es inelástica no es relevante cómo se cobre el costo fijo de la inversión a los consumidores. Pero en otras condiciones habría que hacerlo a través de cargos fijos diferenciados a los consumidores, el que para cada consumidor no podrían exceder al beneficio que éste deriva de la existencia de la línea de transmisión.

Supongamos ahora que las plantas tipo 1 son las que están cerca del centro de consumo, y las tipo 2 son las que están distantes. Suponemos, además, que  $f_2 + p_1 < f_1$ , pues de otro modo en la solución eficiente sólo habría plantas de tipo 1. El resto de los supuestos se mantiene igual. Bajo estas condiciones, el problema de minimizar el costo del sistema es:

$$\begin{aligned} & \text{Min}_{k_1, k_2} \left\{ f_1 k_1 + f_2 k_2 + c_2 \int_0^{t(k_1)} (q(t) - k_1) dt + c_1 k_1 t(k_1) + c_1 \int_{t(k_1)}^T q(t) dt + p_0 + p_1 k_2 \right\} \\ & \text{s.a.} : k_1 + k_2 \geq q^M \tag{10} \end{aligned}$$

Observemos que, sin pérdida de generalidad, se ha impuesto que la capacidad de transporte esté adaptada a la demanda ( $K = k_2$ ). Las condiciones de Kuhn-Tucker son:

$$\begin{aligned} f_1 - t(k_1) \Delta c - I &\geq 0 & k_1 (f_1 - t(k_1) \Delta c - I) &= 0 \\ f_2 + p_1 - I &\geq 0 & k_2 (f_2 + p_1 - I) &= 0 \end{aligned} \quad (11)$$

Luego, la solución óptima es:

$$\tilde{t} = \text{Min} \left( \frac{\Delta f - p_1}{\Delta c}, T \right) \quad (12)$$

Para llegar a la solución óptima, el sistema tarifario debe establecer un pago por energía igual a  $c_2$  cuando operan las plantas tipo 2 (entre  $t = 0$  y  $\tilde{t}$ ) y un pago por potencia igual a  $f_2 + p_1$ . Dicho pago por potencia se explica porque para aumentar la potencia a mínimo costo es necesario invertir tanto en plantas de tipo 2 como en la línea transmisión. Luego, los consumidores financian el costo variable de la inversión ( $p_1$ ), y también el costo fijo de la inversión en transmisión ( $p_0$ ). Hay que observar que  $\tilde{t} < t^*$ ; es decir, existe menor capacidad en plantas tipo 2 y mayor capacidad en plantas tipo 1 que cuando todas están localizadas en el centro de demanda.

En los ejemplos anteriores el costo fijo de la transmisión es responsabilidad de los consumidores, pero el cargo variable en un caso recae sobre los consumidores y en otro sobre los generadores. La diferencia en el tratamiento del costo variable se explica por las localización de las plantas con menor costo de inversión. En el primer caso éstas están ubicadas en el centro de demanda; luego, generadores con localizaciones distintas deberán hacerse cargo del costo variable de la transmisión. En el segundo, las plantas con el menor costo de inversión están localizadas fuera del centro de demanda, por lo que el pago de potencia debe incluir el costo variable de inversión en transmisión.

### 3. EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN COMO FACILITADOR DE LA COMPETENCIA ENTRE MERCADOS

El sistema de transmisión cumple un rol fundamental en generar competencia en el sistema eléctrico. En efecto, la existencia de una línea de transmisión determina que cualquier empresa que ostente algún grado de poder de mercado en el ámbito local, vea amenazada su posición por la entrada de producción proveniente del "otro lado de la línea". Esta amenaza impone restricciones al grado de poder de mercado que los productores pueden ejercer en sus mercados sujeto a la máxima capacidad de la línea.

Con el objeto de formalizar el efecto que el sistema de transmisión tiene en el grado de competencia en el ámbito de la generación de los mercados eléctricos,

extendemos el modelo utilizado en la Sección 2 para considerar la interconexión de dos mercados inicialmente aislados (A y B). Para simplificar al máximo el análisis y de paso concentrarnos exclusivamente en el “efecto competencia”, suponemos que ambas ciudades tienen la misma curva de carga  $q(t)$  y que cada una es abastecida por un monopolista. Las reglas de despacho y el sistema de tarificación es el descrito en la sección anterior. Cada monopolio está obligado a satisfacer la demanda de su localidad, pero puede elegir con qué tecnología hacerlo.<sup>9</sup> Luego, la única manera que tienen los productores para ejercer poder de mercado es a través de la composición de su parque generador. Por tanto, antes de la integración de los mercados, cada monopolista resuelve el siguiente problema de maximización de utilidades:

$$\underset{k_1}{Max} \{ \Delta c k_1 t(k_1) - \Delta f k_1 \} \quad (13)$$

La solución que maximiza la utilidad de cada monopolista está dada por:

$$t^m = \underset{t}{Min} \left( \frac{\Delta f}{\Delta c} \frac{e_q^m}{1 + e_q^m}, T \right) = \underset{t}{Min} \left( t^* \frac{e_q^m}{1 + e_q^m}, T \right) \quad (14)$$

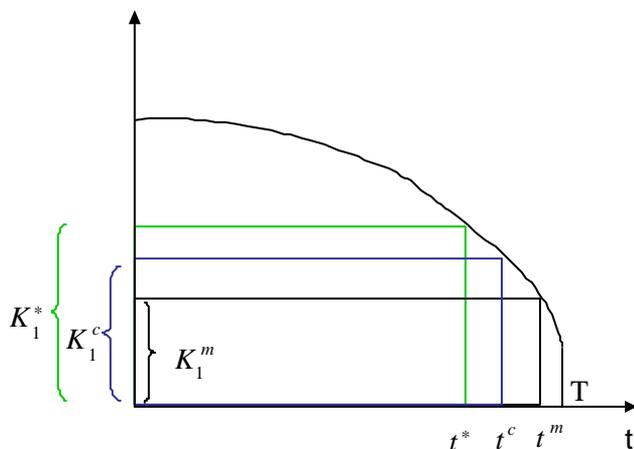
donde  $e_q^m$  es la elasticidad de la función  $q(t)$  evaluada en el punto  $t^m$ . Para que  $t^m$  esté bien definido se requiere que  $e_q < -1$ . Entre 0 y  $t^m$  el monopolista satisface la demanda utilizando ambas tecnologías, mientras que entre  $t^m$  y T sólo utiliza la tecnología 1. Además definimos  $k_1^m = q(t^m)$  y  $k_2^m = q^M - k_1^m$ .

Observe que dado que  $dq/dt < 0$  y  $t^m > t^*$ ,  $k_1^m < k_1^*$  y  $k_2^m > k_2^*$  (ver Gráfico 4). Por lo tanto, el monopolista sobreinvierte en la tecnología con mayor costo de operación y subinvierte en la tecnología con menor costo de operación en relación a la composición del parque de generación que maximiza el bienestar. De este modo, logra que la planta con mayor costo de operación determine el precio por un período más largo de tiempo, aumentando así sus ingresos.

Supongamos ahora que se construye una línea de transmisión que conecta ambos mercados y que la capacidad K de la línea es tal que ésta no se congestiona. Suponemos que las empresas no pagan por el uso de la línea de transmisión. Dados los supuestos anteriores ambos mercados están completamente integrados. La demanda total está dada por  $Q(t) = q^A(t) + q^B(t) = 2q(t)$ , ya que las curvas de carga de ambas ciudades son iguales. La interconexión de ambos mercados introduce competencia, por lo que los productores se ven obligados a considerar la producción del vecino al momento de tomar sus propias decisiones de producción.

<sup>9</sup> Esta obligación no necesariamente debe ser de tipo legal, pues es posible que el monopolista decida en forma voluntaria satisfacer toda la demanda como una forma de evitar reacciones de la autoridad o de los propios consumidores. Alternativamente se puede suponer que existe un monopolio con la tecnología 1, pero una oferta competitiva con la tecnología 2.

GRAFICO 4  
COMPOSICION PARQUE GENERADOR BAJO DISTINTOS SUPUESTOS  
DE COMPORTAMIENTO COMPETITIVO



Suponemos que al igual que antes, el despacho de las centrales se realiza según orden de mérito y que el sistema de tarificación corresponde al de *peak-load pricing*. Luego, la variable de decisión de los generadores es la capacidad a instalar de cada tipo de planta (tecnología 1 ó 2).<sup>10</sup> Suponemos un comportamiento de tipo Cournot, es decir, cada generador maximiza su utilidad dada la capacidad instalada en tecnología 1 de su rival. Luego, el productor localizado en el mercado A resuelve el siguiente problema:<sup>11</sup>

$$Max_{k_1^A} \left\{ \Delta c k_1^A t \left( \frac{k_1^A + k_1^B}{2} \right) - \Delta f k_1^A \right\} \tag{15}$$

donde  $k_1^i$  es la elección que hace el generador localizado en el mercado “i” con respecto a la capacidad de la planta que usa tecnología de tipo 1. La condición de primer orden es:

$$t \left( \frac{k_1^A + k_1^B}{2} \right) = \left( \frac{\Delta f}{\Delta c} - t' \left( \frac{k_1^A + k_1^B}{2} \right) k_1^A \right) \tag{16}$$

Por simetría, la condición de primer orden para el productor localizado en B es:

<sup>10</sup> La capacidad a instalar de la tecnología de tipo 2 ( $k_2^A$  y  $k_2^B$ ) no es (directamente) relevante en la decisión que los agentes deben tomar, porque son remunerados a costo marginal (tanto en lo que se refiere a energía como potencia).

<sup>11</sup> La simetría de los mercados nos permite trabajar en términos de la función  $t(k)$ , definida como la inversa de la curva de carga de cada mercado individual, sin necesidad de recurrir a la curva de carga agregada.

$$t \left( \frac{k_1^A + k_1^B}{2} \right) = \left( \frac{\Delta f}{\Delta c} - t' \left( \frac{k_1^A + k_1^B}{2} \right) k_1^B \right) \quad (17)$$

En consecuencia podemos definir  $k_1 = k_1^A = k_1^B$ . Luego, las plantas tipo 2 operan entre  $t=0$  y  $t^c$ , donde

$$t^c = t(k_1) = \text{Min} \left( t^* \frac{2e_q^c}{1+2e_q^c}, T \right) \quad (18)$$

donde  $e_q^c$  es la elasticidad de la función  $q(t)$  evaluada en el punto  $t^c$ . Su-poniendo que la elasticidad es una función no creciente de  $t$ , se concluye que  $t^* < t^c < t^m$  y  $k_1^* > k_1^c > k_1^m$  (ver Gráfico 4).<sup>12</sup> La interconexión de ambos sistemas y el resultado duopolio, determinan que el tamaño del parque generador tipo 1 escogido por los productores esté entre el de la solución con monopolio y el que se elegiría bajo condiciones de competencia. En otras palabras, la competencia introducida por la línea de transmisión reduce el poder de mercado que cada uno de los generadores ejercía inicialmente en el ámbito local. Este resultado muestra que el resultado tradicional de la literatura, en que se destaca la importancia que el sistema de transmisión tiene para la competencia de la industria, también se extiende al caso cuando las empresas compiten a través de la composición del parque generador.

Notar además que  $k_1^A = k_1^B = k_1$ , por lo que la línea no se usa para transmitir energía desde un mercado a otro. Este es un resultado importante, pues indica que la línea de transmisión contribuye a disminuir el poder de mercado de productores que participan de monopolios locales aun sin necesidad de transportar energía. Por esta razón, es adecuado suponer que las empresas no pagan por el uso de la línea, y por el contrario, cobrarles llevaría a una solución ineficiente. El hecho de que la línea de transmisión no se utilice no implica que cualquier nivel de capacidad de transmisión sea suficiente para producir este efecto pro-competencia. En el anexo adaptamos la metodología de Borenstein y otros (2000) a nuestro modelo para estimar la mínima capacidad ( $K$ ) que la línea debería tener para forzar a los productores a comportarse como si ambos mercados estuviesen integrados.

El impacto de la línea de transmisión en generadores y consumidores es el opuesto. En efecto, cada productor ve disminuidas sus utilidades como consecuencia de la interconexión en:

$$p^c - p^m = -\Delta f(k_1^c - k_1^m) + \Delta c(k_1^c t^c - k_1^m t^m) < 0 \quad (19)$$

La expresión anterior es negativa, porque por definición  $tm$  es el punto donde la expresión  $\Delta c k_1 t(k_1) - \Delta f k_1$  alcanza el máximo.

<sup>12</sup> Dado que  $e_q'(t) = \frac{1}{q(t)} q'(t) + \frac{t}{q(t)} q''(t) - \frac{(q'(t))^2}{q(t)^2}$ , una condición suficiente, pero no necesaria, para que la elasticidad disminuya con  $t$  es que la curva de carga sea cóncava. En estricto rigor, basta con suponer que la elasticidad cumple la condición  $e_q' < (1 + e_q)^2 / t^*$ .

En cambio, los consumidores de cada localidad se ven beneficiados, pues disminuye el gasto total que deben realizar por concepto de energía en

$$\Delta c \int_{t^c}^{t^m} q(t) dt \tag{20}$$

La mayor competencia que permite la interconexión de ambos sistemas produce un cambio en el bienestar social dado por:

$$\Delta W = 2\Delta c \left[ (k_1^c - k_1^m)(t^c - t^*) + \int_{t^c}^{t^m} (q(t) - k_1^m) dt \right] > 0 \tag{21}$$

La línea será socialmente rentable si y sólo si el beneficio de los consumidores es mayor al costo de la línea, es decir,  $\Delta W = p_0 + p_1 \hat{K}$ .<sup>13</sup> Observe que, en caso de ser socialmente rentable, la línea beneficia exclusivamente a los consumidores, por lo que son estos agentes quienes deben asumir el costo fijo de la línea.

A primera vista puede parecer una pérdida social la construcción de una línea que no se va a usar. Se podría pensar que es más eficiente regular apropiadamente los dos monopolios locales y evitar así la construcción de la línea. Sin embargo, es ampliamente conocido que la regulación es un mal sustituto de la competencia. Y en este caso la regulación iría un paso más allá de lo habitual, pues aparte de fijar las tarifas e imponer la obligación de dar servicio, establecería el tipo de tecnología por utilizar. Además, el hecho de que no exista transmisión se debe exclusivamente a que hemos considerado mercados simétricos, tanto por el lado de la oferta como de la demanda. En la medida que se introducen asimetrías, habrá transporte de energía, y la función de facilitar la competencia se mezclará con la función transporte. Por último, es necesario tener presente que la construcción de un sistema de transmisión puede tener otro beneficio: disminuir la capacidad instalada necesaria para satisfacer la demanda, tema que tratamos en la siguiente sección.

#### 4. TRANSMISIÓN COMO SUSTITUTO DE POTENCIA INSTALADA

Las líneas de transmisión que integran mercados eléctricos separados espacialmente también sirven como sustituto de la capacidad de respaldo. En efecto, la interconexión de dos sistemas eléctricos permite, en ciertos casos, reducir (o postergar) los planes de inversión en generación y así disminuir el tamaño del parque generador necesario para satisfacer la demanda y enfrentar contingencias. Esto es especialmente cierto en el caso de sistemas eléctricos asimétricos

<sup>13</sup>  $\hat{K}$  corresponde a la mínima capacidad de transmisión necesaria para que ambos mercados operen como si estuvieran perfectamente integrados. Cabe la posibilidad que una vez considerados los costos de inversión asociados y el costo que introduce el ejercicio de poder de mercado, sea óptimo tener una línea con capacidad menor a  $\hat{K}$ .

como es, por ejemplo, el caso de dos sistemas eléctricos en los que los consumos máximos se registran a distinta hora.<sup>14</sup>

Con el objetivo de ilustrar cómo la línea de transmisión puede contribuir a disminuir la potencia instalada necesaria para satisfacer la demanda, utilizaremos una versión simplificada del modelo descrito en la sección anterior. En particular, suponemos que existen dos centros de demanda, cada uno de los cuales está caracterizado por una curva de carga  $q_i(t)$ ,  $i=A,B$ . La demanda máxima ocurre en cada centro en un momento del tiempo distinto. Ambos centros son abastecidos en forma competitiva por generadores que usan el mismo tipo de tecnología, la que tiene un costo de inversión  $f$  por MW y un costo de operación  $c$  por MWh. En la solución desintegrada, es decir, sin línea de transmisión, la potencia instalada en cada centro es igual a su demanda máxima. Bajo un esquema de tarificación óptima los consumidores pagan  $c$  por cada unidad de energía consumida y, aquellos que consumen en la hora de punta, deben cancelar además un cargo por potencia  $f$  por unidad consumida.

En lo que sigue desarrollamos la solución óptima integrada, donde ambos centros están unidos por una línea de transmisión de capacidad máxima igual a  $K$ . Luego, el problema de maximización lo podemos escribir:

$$\text{Min}_{k_A, k_B} \{fk_A + fk_B + p_0 + p_1K\} \quad (22)$$

$$s.a : k_A + k_B \geq q^M$$

$$k_i + K \geq q^i \quad i = A, B$$

Donde  $k_i$  es la capacidad instalada en la ciudad  $i$ ,  $q^i$  la demanda máxima en el centro  $i$  y  $q^M$  la demanda máxima del sistema integrado. Denominando  $l$  al multiplicador de Lagrange de la primera restricción y  $m_i$  a los multiplicadores del segundo conjunto de restricciones, las condiciones de Kuhn-Tucker son:

$$f \geq l + m_i k_i (f - l - m_i) = 0, \quad i = A, B$$

$$p_1 \geq m_A + m_B K (p_1 - m_A + m_B) = 0$$

$$k_A + k_B \geq q^M l (k_A + k_B - q^M) = 0 \quad (23)$$

$$k_i + K \geq q^i m_i (k_i + K - q^i) \quad i = A, B$$

Supongamos que la solución es interior y todas las restricciones son activas.<sup>15</sup> Luego, la solución óptima es:

<sup>14</sup> Otro ejemplo podría ser la interconexión de dos sistemas con distinto grado de ajuste oferta/demanda, como sería el caso de la interconexión de los sistemas SIC y SING.

<sup>15</sup> Esto es posible, pues supusimos que la demanda máxima ocurre en distinto momento en ambos mercados.

$$K = \frac{q^A + q^B - q^M}{2}$$

$$k_i = q^i - K \quad \forall i = A, B \quad (24)$$

Y los multiplicadores de Lagrange son:

$$I = f - \frac{p_1}{2} \quad m_i = \frac{p_1}{2} \quad (25)$$

Luego una condición necesaria y suficiente para tener una solución interior en la que las dos restricciones son activas es que el costo unitario de inversión en transmisión sea menos que la mitad del costo unitario de inversión en generación ( $f > p_1/2$ ).<sup>16</sup>

Estas ecuaciones ilustran claramente el rol del sistema de transmisión como sustituto de potencia instalada. Al respecto, hay que observar que una mayor demanda de punta en una ciudad, (manteniendo constante la del sistema integrado) requiere de mayor capacidad instalada local sólo por la mitad de la mayor demanda, pues la diferencia se satisface usando la capacidad instalada de la otra ciudad. Por otro lado, cuando aumenta la demanda en la hora de punta del sistema integrado sin que crezca la demanda máxima en las ciudades, el aumento en la capacidad de cada sistema (y en consecuencia del sistema integrado) permite disminuir la capacidad de transporte en una cifra equivalente a la mitad de dicho aumento de demanda.

Esta solución es consistente con un sistema de precios donde el consumo en la hora de máxima demanda del sistema paga un cargo de potencia igual a  $f - p_1/2$ , y el consumo en el momento de máxima demanda de cada centro paga un cargo de potencia  $p_1/2$ . Estos cargos por potencia permiten financiar la capacidad instalada de generación y la parte variable de la inversión en transporte, respectivamente. El costo marginal de largo plazo de la transmisión lo pagan directamente los generadores, pero para ello utilizan los ingresos obtenidos por el pago de potencia que realizan los consumidores. Nótese además que el costo variable del transporte recae sobre aquellos consumidores que demandan energía cuando la línea usa al máximo su capacidad. El costo fijo de la inversión en transmisión también debe ser financiado por los consumidores, pues los generadores no obtienen utilidades económicas.

La construcción de la línea aumenta el bienestar social siempre y cuando el beneficio asociado a la disminución en capacidad instalada de generación sea menor al costo de construir la línea, es decir, se debe cumplir la condición:<sup>17</sup>

<sup>16</sup> La condición es algo más compleja si se incluyen costos operacionales de transmisión.

<sup>17</sup> Aquellos usuarios que tienen un alto consumo durante la hora *peak* del sistema podrían ser perjudicados por la línea de transmisión. Implícitamente estamos suponiendo que los beneficios monetarios de todos los consumidores tienen el mismo peso, o bien que tienen una curva de carga similar.

$$\left( f - \frac{p_1}{2} \right) (q_A + q_B - q^M) > p_0 \quad (26)$$

Hasta este punto hemos considerado que no existen contingencias en el mercado. Pero bien sabemos que tanto la oferta como la demanda pueden presentar cambios bruscos no previstos, lo que obliga a disponer de capacidad de respaldo. Un sistema de transmisión que integra diversos mercados eléctricos permite satisfacer la demanda con cierto grado de confiabilidad con menor capacidad instalada, lo que ilustramos con el siguiente ejemplo.

Imaginemos un sistema eléctrico en que hay  $n$  centrales de generación idénticas, cada una con una probabilidad  $p$  de presentar fallas de corta duración (una hora), que no afectan el consumo agregado pero tienen un elevado costo. Luego, si no hay respaldo, hay una probabilidad  $1 - (1-p)^n$  de que haya una interrupción en un instante dado del tiempo. Si se instalan  $m$  plantas de respaldo, la probabilidad de que el sistema falle en cada instante disminuye a

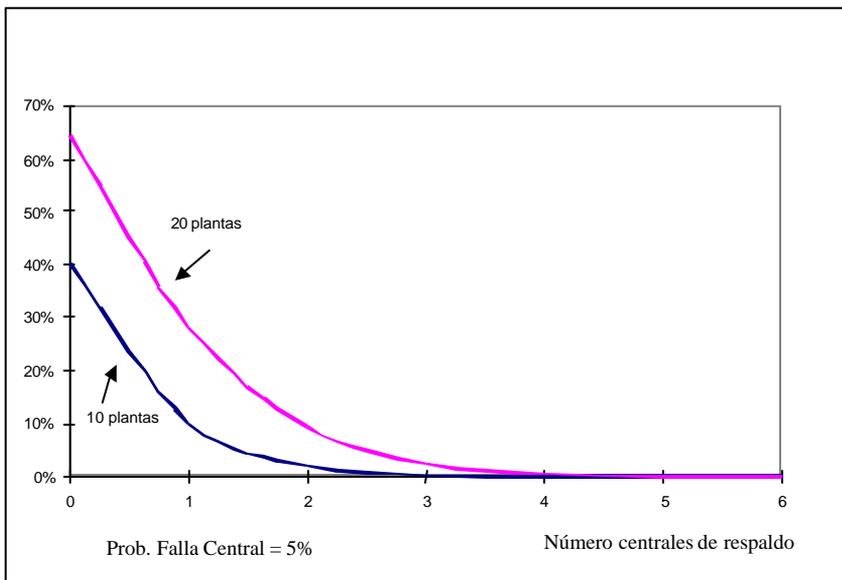
$$\sum_{i=m+1}^{n+m} \binom{n+m}{i} p^i (1-p)^{n+m-i} = 1 - \sum_{i=0}^m \binom{n+m}{i} p^i (1-p)^{n+m-i}. \text{ Esta probabilidad es}$$

decreciente en el número de centrales de respaldo  $m$ . La interconexión de dos sistemas eléctricos dotados de  $n$  centrales de generación y  $m$  centrales de respaldo cada uno produce una caída en la probabilidad de falla del sistema. Dicho de otro modo, sería posible mantener la misma probabilidad de falla inicial, pero disminuyendo el número de centrales de respaldo.

Para ilustrar más claramente este efecto, considere un sistema eléctrico dotado de 10 centrales de generación, 2 centrales de respaldo y en que la probabilidad de falla instantánea de cada central es 5%. Bajo estas circunstancias la probabilidad de falla del sistema es aproximadamente 2%. Si dos sistemas con dichas características se interconectan, la probabilidad de falla del sistema se reduce a 0,6%. Alternativamente, supongamos que el estándar de calidad de suministro establece una probabilidad máxima de falla del sistema de 2%. En este caso, sin línea de transmisión esto significa que cada sistema debe destinar 2 centrales a proveer respaldo, mientras que el sistema integrado sólo requeriría de 3 centrales. Ver Gráfico 5.

Bajo el supuesto de que la potencia instalada total, incluyendo la capacidad de respaldo, es financiada por los consumidores a través del cargo de potencia, entonces el beneficio por concepto de "respaldo" recae directamente sobre este grupo de usuarios. Luego, el costo fijo de la línea de transmisión también sería responsabilidad de los consumidores.

GRAFICO 5  
 PROBABILIDAD DE FALLA DEL SISTEMA ELECTRICO



### 5. COMENTARIOS FINALES

La evaluación de la expansión o construcción de una línea de transmisión debe considerar todos los beneficios y costos que ésta ocasiona. De lo contrario es probable que la decisión que se tome sea incorrecta. Lo anterior determina la necesidad de comprender a cabalidad las distintas funciones que cumple el sistema de transmisión en el sistema eléctrico. La primera –y más obvia– función es transportar energía desde un punto del sistema a otro, lo que permite satisfacer la demanda con energía producida en las plantas con menor costo operacional del sistema, aun cuando éstas estén lejos de los centros de consumo. En segundo lugar, y como consecuencia directa de la función de transporte, el sistema de transmisión actúa también como sustituto de potencia instalada (incluyendo la capacidad de respaldo). Finalmente, el sistema de transmisión facilita la competencia entre mercados. Una línea de transmisión que conecta a dos mercados restringe el poder de mercado que los productores pueden ejercer en sus mercados locales.

Este artículo analiza en detalle las tres funciones que cumple el sistema de transmisión en un sistema eléctrico, así como también la forma cómo se debería tarificar su uso, sujeto a que la comparación de los costos y beneficios de la línea indique que construirla es socialmente rentable. En cada caso se emplea el modelo más simple que sea posible y que aísle la función que se desea estudiar. La trans-

misión es un monopolio natural, lo que modelamos suponiendo que el costo total de largo plazo puede ser representado por un costo fijo más un cargo variable constante. La forma de tarificar la transmisión debe estar relacionada al sistema de precios que se usa para remunerar la energía y la potencia. En este trabajo se supone que la electricidad se tarifica usando *peak load pricing*, el cual fue extendido para tomar en cuenta la variable espacial. Luego el costo variable de la transmisión se incorpora en la determinación de las tarifas óptimas, pudiendo darse dos situaciones: o bien es absorbido por los generadores o bien recae sobre los consumidores o ambos.

Por su parte, el costo fijo de inversión de una línea de transmisión debe ser financiado por aquellos usuarios a quienes ésta beneficia. En un escenario competitivo, con libre entrada en generación, los generadores no obtienen utilidades económicas, por lo que el costo fijo debería ser enterado íntegramente por los consumidores. La asignación del costo fijo a los generadores introduciría distorsiones que reducen el bienestar social. La pérdida de bienestar social se materializa a través de la conformación de un parque generador cuya composición es ineficiente. En particular, la necesidad de recaudar mayores ingresos para cubrir el costo fijo del sistema de transmisión llevaría a instalar una mayor proporción de las plantas con mayor costo de operación, y, en consecuencia, a los generadores a sobreinvertir en dicha tecnología. De esta manera éstas plantas marginarían —y en consecuencia determinarían el precio— por un período de tiempo más largo, hasta financiar el costo fijo de la transmisión. En un sistema eléctrico más general, en el que los generadores obtienen utilidades económicas positivas, el cargo fijo debería repartirse entre consumidores y generadores, por ejemplo, en proporción al beneficio que cada uno de ellos obtiene.

Un argumento que estuvo presente en la discusión de la Ley Corta, recientemente aprobada por el Congreso Chileno, ha sido el que “es irrelevante discutir en torno a la proporción del costo fijo del sistema que se cobre en forma directa a consumidores y a generadores, pues son los consumidores quienes pagan por todo el costo del sistema de transmisión en último término”. El modelo presentado en este artículo indica que tal aseveración no es correcta. Aun en los ejercicios más simples es posible demostrar que cobrarle en forma directa a los generadores cuando éstos no obtienen utilidades económicas determina que la composición del parque generador sea ineficiente. Si bien es cierto que en último término son los consumidores quienes pagan por el sistema de transmisión, el esquema de tarificación utilizado es determinante en los incentivos que enfrentan los generadores en términos de la localización de las nuevas centrales y el tipo de tecnología elegida. Cobrar todo el costo fijo del sistema de transmisión a los generadores en condiciones en que estos no obtienen utilidades económicas determina que la capacidad instalada en centrales con bajo costo de operación en zonas alejadas de los centros de consumo sea menor a la socialmente eficiente.

La Ley Corta establece que generadores y consumidores deberán pagar por los costos de inversión y operación del sistema de transmisión comprendido entre Tal-Tal y Puerto Montt en una proporción 80/20. A diferencia del esquema tarifario que existía anteriormente, los consumidores deberán pagar en forma direc-

ta una parte del costo fijo del sistema de transmisión. Anteriormente, los generadores debían financiar el 100% de este costo. En base a lo presentado en este artículo, el cambio en la forma de cobro es probablemente un movimiento en la dirección correcta, aun cuando sin un estudio más acabado del sistema chileno, es difícil pronunciarse con propiedad en relación a cuán apropiada es la proporción asignada a cada uno de los agentes productores y consumidores.

ANEXO

En este anexo derivamos la mínima capacidad de la línea de transmisión  $\hat{K}$  tal que los dos mercados de la sección 3 están integrados. El mínimo nivel  $\hat{K}$  será aquel en que la utilidad que obtiene cada monopolista al aceptar “pasivamente” las importaciones desde el mercado vecino es igual a la que obtendría en la solución de Cournot. Aceptar pasivamente las importaciones implica actuar como monopolista sobre la demanda neta de importaciones (residual). El generador de la otra localidad exporta energía mientras le convenga, pero el local no exporta para que la línea mantenga la congestión.

Luego, para estimar  $\hat{K}$  caracterizamos el comportamiento de un monopolista que acepta pasivamente la oferta de energía del generador localizado en el otro mercado. La energía importada es producida en plantas tipo 1 (con menor costo de operación), pues una eventual oferta de capacidad en plantas tipo 2 no afecta las decisiones del monopolista en A. Luego, el monopolista enfrenta una demanda residual  $q(t;K)$  dada por  $\hat{q}(t;K) = q(t) - K$ , donde  $K$  representa la energía importada. Se tiene que  $K < k_1^c / 2$ , pues en caso contrario el monopolista local preferiría la solución de Cournot. Asimismo se define  $t(q;K)$  como la función inversa de  $q(q;K)$  (ver Gráfico A1). Por tanto, el problema que enfrenta este monopolista es:

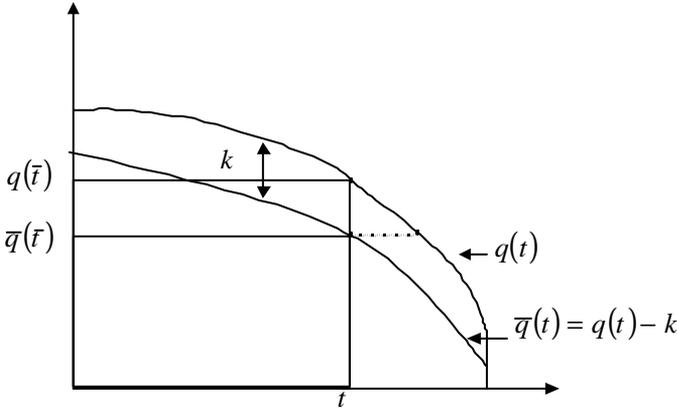
$$Max_{k_1} \{ \Delta c k_1 - t(k_1;K) - \Delta f k_1 \} \tag{A1}$$

cuya solución óptima  $\hat{k}_1(K)$  está dada por:

$$t(\hat{k}_1(K), K) = Min \left( t^* \frac{e_q(t(\hat{k}_1(K); K); K)}{1 + e_q(t(\hat{k}_1(K); K); K)}, T \right) \tag{A2}$$

donde  $e_q(t;K)$  es la elasticidad de la función  $\hat{q}(t;K)$  evaluada en  $t$ . Para todo  $K > 0$ ,  $e_q(t;K) < e_q(t)$ . Por otro lado,  $K < k_1^c / 2$ , por lo que  $e_q(t(\hat{k}_1(K), K); K) > e_q(t)$  para  $t < t^c$ . Esto, unido al supuesto de que la elasticidad es una función no creciente de  $t$ , resulta en que  $t^c < T < t^m$  y  $k_1^c > \bar{k}_1 + K > k_1^m$ . Luego, con el monopolio “restringido” hay sobre inversión en la tecnología con mayor costo de operación con respecto a la solución que resultaría en un duopolio Cournot, pero es menor que la que resulta de un monopolista “puro”.

GRAFICO A1  
CURVA DE CARGA CON Y SIN IMPORTACIONES



Nos falta verificar que el monopolista de B va a ofertar en el mercado A la capacidad K. Dado que la capacidad de la línea de transmisión es K y que en el mercado A las plantas con mayor costo variable (tipo 2) van a operar  $t(K)$  horas, lo que es mayor que  $t^c$ , es atractivo para el monopolista de la ciudad B instalar una capacidad K de plantas tipo 1 para servir a la ciudad A. Luego, las utilidades del monopolista pasivo están dadas por:

$$p^{mp} = \Delta c \hat{k}_1(K) t(k_1(K), K) - \Delta f \hat{k}(K) \tag{A3}$$

Y finalmente  $\hat{K}$  es el valor de K que iguala las utilidades del monopolista pasivo con las del duopolista Cournot, por lo que debe tenerse que:

$$\hat{K} = \hat{k}_1(\hat{K}) - q(t^c) \frac{t^c - t^*}{t(k_1(\hat{K}), \hat{K}) - t^*} > 0 \tag{A4}$$

Ejemplo: Supongamos que  $q(t) = a - bt$ , con  $a > bt$ . Luego

$$q^c = \frac{2}{3}q^*, \quad t^c = \frac{2}{3}t^* + \frac{1}{3}\frac{a}{b} \tag{A5}$$

$$\hat{q}(t(\hat{K}); \hat{K}) = \frac{q^* - \hat{K}}{2}, \quad t(\hat{K}) = \frac{1}{2}t^* + \frac{1}{2}\frac{a}{b} - \frac{\hat{K}}{2b} \tag{A6}$$

En este caso se tiene que:

$$\hat{K} = \left(1 - \frac{\sqrt{8}}{3}\right)q^* \approx 0,06q^* \tag{A7}$$

## REFERENCIAS

- Balasko, I. (2001), "Theoretical Perspectives on Three Issues of Electricity Economics", Working paper, www.balasko.com.
- Boiteux, M. (1960), "Peak load-pricing", *Journal of Business* 33: 157-179.
- Borenstein, S., J. Bushnell, S. Stoft (2000), "The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry". *The RAND Journal of Economics* 31: 294-325.
- Chao, H.-P y S. Peck (1996), "A Market Mechanism for Electric Power Transmission". *Journal of Regulatory Economics* 10: 25-59.
- Crampes, C. y J. Laffont, (2001), "Transport Pricing in the Electricity Industry". *Oxford Review of Economic Policy*, 3: 313-328.
- Fischer, R. y P. Serra (2002), "Energy Prices in the Presence of Plant Indivisibilities". *Energy Economics* 25: 303-314.
- Green, R. (1997), "Electricity Transmission Pricing. An International Comparison". *Utilities Policy* 6: 77-184.
- Hogan, W. (1992), "Contract Networks for Electric Power Transmission". *Journal of Regulatory Economics* 4: 211-242.
- Hogendorn, C. (2003), "Collusive Long-Run Investments Under Transmission Price-Caps". *Journal of Regulatory Economics*: 24: 271-291.
- Joskow, P. (1976), "Contributions in the Theory of Marginal Pricing". *Bell Journal of economics* 7: 197-206.
- Joskow, P. y J. Tirole (2000), Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks. *RAND Journal of Economics* 31: 450-487.
- Léautier, T. (2001), "Transmission Constraints and Imperfect Markets for Power". *Journal of Regulatory Economics* 19: 27-54.
- Lie T. y X.H. Tan (2001), "Allocation of Transmission Loss Cost Using Cooperative Theory In The Context of Open Transmission Access", IEEE Power Engineering Society Winter Meeting 3: 1215-1219.
- Moulin, H. (1988), *Axioms of Cooperative Decision Making*, Econometric Society Monographs, Cambridge University Press Cambridge.
- Schweppe, F.C.; M.C. Caramaris; R.D. Tabors y R.E. Bohn (1988), *Spot Pricing of Electricity*. Kluwer, Boston.
- Wenders, J. (1976), "Peak Load Pricing in the Electric Utility Industry". *Bell Journal of Economics* 7: 232-241.
- Zolezzi, J.M. y H. Rudnick (2002), "Transmission Cost Allocation by Cooperative Games and Coalition Formation", *IEEE Transactions on Power Systems* 17: 1008-1015.