

**N° 179**

**Agosto 1995**



## **Documento de Trabajo**

**ISSN** (edición impresa) **0716-7334**

**ISSN** (edición electrónica) **0717-7593**

### **Tarificación Eléctrica en Presencia de Economías de Escala: El Gasoducto y el Despacho de las Centrales a Gas.**

**Fernando Coloma  
Salvador Valdés**

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
INSTITUTO DE ECONOMIA**

**TARIFICACION ELECTRICA EN  
PRESENCIA DE ECONOMIAS DE ESCALA:  
EL GASODUCTO Y EL DESPACHO DE  
LAS CENTRALES A GAS**

**Fernando Coloma C.\*  
Salvador Valdés P.\*\***

---

\* F. Coloma es Master en Economía U. Chicago e Ingeniero Comercial U.C.

\*\* S. Valdés es Doctor en Economía MIT, Ingeniero Civil Industrial U.C.

Ambos son profesores del Instituto de Economía de la U. Católica de Chile.

Este estudio se origina en el trabajo "Gasoducto: Un marco Legal Eficiente".

Agradecemos los comentarios de Gert Wagner, Ernesto Fontaine, Carlos A. Díaz, José Miguel Sánchez, Patricio del Sol, Ricardo Rainieri, Celso González y a todos los asistentes al seminario realizado en el Instituto de Economía en junio de 1995. Ellos no son responsables del contenido de este trabajo.

## INDICE

	Página
1. RESUMEN	1
2. ANTECEDENTES CONCEPTUALES	4
2.1. El sistema chileno de tarificación eléctrica al nivel de generación	4
2.2. Evaluación social en el mercado eléctrico	11
2.3. Precios eficientes para el despacho de las centrales eléctricas	13
3. EL MENU DE MECANISMOS DE TARIFICACION: EL CASO GENERAL	15
3.1. Principios de definición de precios para un gasoducto	15
3.2. Economías de escala significativas	17
3.3. Tarifas basadas en el costo marginal y en el costo medio	20
3.4. Las tarifas de dos partes	22
3.5. Tarifas tipo Ramsey	24
4. TARIFICACION TRADICIONAL DE LAS CENTRALES ELECTRICAS A GAS	26
4.1. Apariencia y realidad	27
4.2. La opción de tarificar el gas a costo marginal	28
4.3. Distribuir el costo fijo del gasoducto según potencia	31
4.4. Tarificar el gas a costo medio	32
4.5. Tarificar el gas discriminando por horas	34
5. NUESTRA PROPUESTA DE TARIFICACION	36
5.1. La propuesta operativa	37
5.2. Funcionamiento de la propuesta en los distintos mercados horarios	39
5.3. Optimalidad social de nuestra propuesta	47
5.4. Efectos redistributivos de nuestra propuesta	48
6. EVALUACION COMPARATIVA DE NUESTRA PROPUESTA	50
6.1. Una comparación con la tarificación a costo marginal simple	51
6.2. Los puntos de intervención de la autoridad	53
BIBLIOGRAFIA	56

## 1. Resumen

El objetivo de este estudio es proponer un método más eficiente que el vigente en Chile para tarificar la electricidad, en aquellos casos donde hay un gran costo fijo asociado al uso de una determinada infraestructura de generación eléctrica y, además, la autoridad impone un acceso igualitario para que cualquier nueva central eléctrica a gas pueda acceder a esa infraestructura. Nuestra propuesta induce al sector privado a tomar decisiones más eficientes en cuanto a la construcción de esas grandes infraestructuras, como por ejemplo, las que corresponden a ciertos gasoductos.

Al revés de lo que algunos creen, los gasoductos serán parte del sector eléctrico. En efecto, un alto porcentaje de los servicios de transporte provistos por los grandes gasoductos en los próximos 20 años serán utilizados por empresas de generación eléctrica<sup>1</sup>. Sólo una pequeña fracción de esos servicios será utilizada por quienes distribuyan gas para uso industrial como domiciliario. Lo mismo ocurre con una represa hidroeléctrica, aunque una parte de sus servicios consista en estabilizar el flujo de agua de regadío utilizada por agricultores.

La evidencia sugiere que el gasoducto es una inversión socialmente conveniente, porque el valor de la reducción en los precios de nudo que puede permitir es mayor que el costo de construcción más el costo de adaptar y construir centrales termoeléctricas a gas. Sin embargo, para que el sector privado acometa esta empresa ello no basta, sino que se requiere que los ingresos esperados de construir un gasoducto sean superiores al costo, considerando los riesgos involucrados. Veremos que esto no está asegurado por el

---

<sup>1</sup>De acuerdo a proyecciones de consumo de gas natural hechas por Gasandes, el sector de generación eléctrica representaría cerca del 67% del consumo durante el período 1997-2010. Esto indica que el aporte que haga el sector eléctrico a la construcción del gasoducto es determinante.

esquema tarifario actual, a menos que se sacrifique el acceso igualitario entre empresas, lo que es ineficiente.

Los dueños del gasoducto no son los mismos que los dueños de las centrales eléctricas a gas, y por ello deben negociar el precio de los servicios de transporte de gas. Sin embargo, la disposición a pagar de los generadores depende de la regulación tarifaria. La tarifa eléctrica, es decir el precio de nudo, depende de los costos marginales asignados a las plantas generadoras en el modelo de simulación. Pero ese modelo no asigna los costos eficientemente cuando existe un insumo - los servicios de un gasoducto bien dimensionado - que exhibe economías de escala que siguen operando aun si está sirviendo a siete o más centrales a gas. El método de cálculo de la tarifa eléctrica no reconoce que los costos marginales sociales de transportar gas son inferiores al costo medio.

Las economías de escala indican que lo socialmente deseable es construir un gasoducto de gran capacidad (gran sección del tubo), que se le agreguen estaciones de compresión en fechas relativamente tempranas y que sus servicios se ofrezcan en igualdad de condiciones a los actuales compradores y a *todas* las futuras centrales de gas que deseen instalarse.

Pero la institucionalidad eléctrica vigente de cálculo de las tarifas eléctricas sólo reconoce el costo marginal de transporte, que es muy pequeño. Además, la libertad de entrada a la generación con centrales a gas, es decir, la competencia entre ellas por entrar antes, elimina cualquier ingreso por encima de los costos evitables, si es que hay igualdad de condiciones de pago por el transporte entre las centrales a gas que entren en el futuro y las que entren inicialmente. Dado lo anterior, el sistema de tarificación impide a las centrales a gas pagar lo suficiente por los servicios de transporte, y la construcción del gasoducto sufre una demora ineficiente, que eventualmente podría ser infinita. En vez de la visión tradicional de que la entrada del gasoducto reduce el nivel de las tarifas

---

eléctricas, encontramos que el sistema de tarificación chileno atrasa la entrada del gasoducto.

Existen varios posibles resultados. Uno de ellos es aceptar discriminaciones entre centrales de gas en el acceso al transporte. Nuestro trabajo ofrece una alternativa más eficiente, que requiere modificar el método de cálculo de los precios de nudo y de los precios horarios del CDEC. Nuestro método sólo requiere de una intervención estatal simple, preferible a esquemas de subsidios fiscales. Esto permite recaudar recursos para los generadores a gas, que a su vez se traspasan al gasoducto. En muchos casos estos recursos son suficientes para revertir la demora ineficiente en la construcción del gasoducto, asociada a sus economías de escala.

El trabajo muestra que el método propuesto logra tres objetivos simultáneos: (i) no distorsionar el despacho del parque de centrales existentes; (ii) no distorsionar las fechas del plan de obras de construcción de nuevas centrales<sup>2</sup>; y (iii) no distorsionar la fecha de construcción del gasoducto (del elemento que presenta un gran costo fijo). También se muestra cómo otros métodos propuestos recientemente fracasan en lograr simultáneamente estos objetivos. De adoptarse nuestra propuesta, los impulsores de los gasoductos no tendrían que restringir el acceso a sus servicios a futuras centrales a gas para conseguir el compromiso de compra de los clientes de generación eléctrica. Por ello, los consumidores resultarían beneficiados en términos de valor presente.

---

<sup>2</sup>La propuesta no distorsiona las fechas del plan de obras de construcción de nuevas centrales, sujeto a la restricción de que el Estado sólo se preocupa del sistema regulatorio y se mantiene al margen del proceso de construcción de las obras que tienen economías de escala. En teoría es posible aumentar la eficiencia aún más, pero ello supone un riesgo mucho mayor de intervención política, porque el Estado tendría que participar en la construcción de esa infraestructura.

Insistimos en que la metodología tarifaria propuesta es general, es decir, que permite administrar eficientemente cualquier situación de economías de escala significativas. Su aplicación más evidente es en países con sectores eléctricos más pequeños que el chileno, donde las economías de escala son significativas con mayor frecuencia que en Chile.

## **2. Antecedentes Conceptuales**

Esta sección resume los antecedentes utilizados en el trabajo. Se incluye una descripción muy general del sistema vigente en Chile de tarificación eléctrica al nivel de generación. También se describen las características especiales del mercado de generación eléctrica, en función de aquellos aspectos que parecen más interesantes y más vinculados con el proyecto de construir un gran gasoducto que cruce la Cordillera de los Andes.

### *2.1. El sistema chileno de tarificación eléctrica al nivel de generación*

El Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982, creó el sistema chileno de tarificación eléctrica. Este incluye sistemas tarifarios diferentes para las etapas de generación, transmisión y distribución de la electricidad. La generación de electricidad en cada hora del año está sujeta a tarifas que se establecen, en lo esencial, de acuerdo al siguiente mecanismo<sup>3</sup>:

- a) En los sistemas eléctricos de tamaños superiores a los 1.500 kilowatts en

---

<sup>3</sup>La electricidad vendida a los grandes clientes no está sujeta a control de precios. Sin embargo, se ha observado que el grueso de los contratos de abastecimiento a grandes clientes ha acordado precios basados en las tarifas máximas que se describen a continuación. Por ello, las tarifas fijadas por la autoridad dominan el mercado eléctrico chileno.

capacidad instalada se distinguen dos niveles de precios sujetos a fijación:

- 1) Precios a nivel de generación-transporte, que se denominan "precios de nudo" y que se descomponen en precio de la energía y precio de la potencia de punta.
  - 2) Precios a nivel de distribución, que se determinan sobre la base de la suma del precio de nudo y de un "valor agregado" por concepto de costos de distribución. Sólo discutimos los precios de nudo.
- b) Los precios de nudo de la energía deben fijarse semestralmente y reflejar un promedio en el tiempo de los "costos marginales" *estimados* de suministro, para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Estas estimaciones se realizan sobre la base de una previsión de demandas de potencia de punta y energía del sistema eléctrico para cada trimestre y cada posible hidrología (40) de los siguientes diez años. Otros datos son las características del parque de centrales existentes, un programa de construcción de nuevas centrales (fechas de puesta en marcha, capacidades, costos), la cantidad de agua en los embalses, los costos de racionamiento y la tasa de actualización.

Con estos datos se simula la operación del sistema eléctrico, buscando la que minimiza la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio. Esta simulación de la operación se hace a un nivel de agregación trimestral y no horario; es decir, el costo marginal estimado para cada trimestre es el costo marginal de producción de la última central que se requiere incorporar para satisfacer las dos dimensiones de la demanda del trimestre, sea la energía (KW-hora) o la potencia de punta (KW). Luego se optimiza el programa de nuevas obras de generación y transmisión, de forma de minimizar el costo total actualizado, correspondiente a la suma de los costos esperados de inversión,

operación y racionamiento durante el período de estudio. El plan de obras resultante se introduce como dato, nuevamente, a la etapa anterior, hasta lograr convergencia.

Con los costos marginales obtenidos de la simulación final, se determina el precio fijado para la energía: es el promedio para los dieciséis trimestres más cercanos de los costos marginales, promediados por hidrología en cada trimestre, y promediados a lo largo del tiempo con factores de ponderación correspondientes a las demandas actualizadas de energía.

- c) El precio de nudo de la potencia de punta se fija a partir del costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico con las unidades generadoras más económicas para suministrar potencia a firme durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.
- d) El "costo marginal instantáneo" *efectivo* de la energía es fijado por el CDEC, Centro de Despacho Económico de Carga, para cada hora, tomando en cuenta las situaciones coyunturales efectivamente ocurridas. El CDEC hace una previsión semanal y la ajusta en emergencias.
- e) El sistema obligatorio de despacho del parque de centrales existentes, manejado por el CDEC, opera de la siguiente forma:
  - i) Se determina cuáles son las centrales que podrían generar electricidad en una hora determinada, y con cuánta potencia puede contribuir cada una.
  - ii) Se identifican los costos marginales de producción por MW de cada

---

central identificada en (i). En el caso de una central hidroléctrica de capacidad de embalse muy grande (El Toro, que se abastece con la Laguna del Laja) parte de este costo es el costo de oportunidad de descargar el agua en otras horas futuras, por lo que la tarifa usada en la hora presente se determina en función de las tarifas que se espera regirán en horas futuras. Por ello, la tarifa presente y la senda de tarifas esperadas para cada posible situación futura de hidrología deben ser determinadas *conjuntamente*. Si bien esto aumenta mucho la complejidad computacional del sistema tarifario, no cambia su lógica conceptual.

- iii) Luego se ordenan los costos de producción en una curva de oferta horaria. Se aplica la cantidad efectivamente demandada a esa hora y se determina el costo de satisfacer toda la demanda por electricidad. Ese es el "costo marginal instantáneo" del sistema a esa hora.
  
- f) El "costo marginal instantáneo" del sistema, fijado por el CDEC para cada hora, es la tarifa única en el mercado "spot". El mercado spot registra la compraventa de potencia (energía a esa hora) entre generadores. El bien transado tiene una definición horaria y eventual. No debe confundirse con el bien llamado energía a firme, que es el bien que ofrece el Sistema Interconectado *bajo condiciones de seguridad mucho mayores* a los distribuidores y está sujeta al precio de nudo. El precio de nudo es una tarifa máxima, que es el que rige en la práctica para la compraventa de energía a firme.

- g) La función denominada "comercializadora" consiste en comprar electricidad en el mercado spot a uno o varios generadores, a la tarifa horaria fijada por el CDEC y venderla (con otro nivel de seguridad) a un cliente final a precio de nudo o a un precio de contrato (que es constante en el tiempo). En la actualidad, los generadores desarrollan esta función. Las transacciones en el mercado spot no son nulas porque las centrales con oferta relativamente más elástica de energía (térmicas) tienden a vender más energía (pero menos potencia) que la que generan, ya que para ellas el riesgo de operar a pérdida es muy bajo, y viceversa, con las centrales de oferta inelástica (hidro).
- h) El sistema no toma en cuenta la influencia de la tarifa sobre la cantidad demandada. Es decir, se adopta el supuesto de que la demanda no es sensible al precio, lo que es empíricamente correcto sólo en el muy corto plazo.
- i) Decisiones de inversión:
- 1) Debido a la necesidad de proyectar las tarifas futuras, se hace necesario también proyectar las decisiones de inversión futuras. Es decir, la tarifa presente depende de las proyecciones respecto a las fechas de entrada en servicio de futuras centrales generadoras, y de los costos de producción que ellas tendrán. En el caso chileno, las proyecciones se obtienen de un proceso formal, en que las empresas del sector informan de sus obras en curso, de sus planes y proyectos, y la autoridad aplica supuestos sobre

crecimiento de demanda para determinar un plan de inversiones optimizado ("plan de obras") que minimiza el valor presente del costo total de abastecimiento para los consumidores. Si el plan de obras proyectado es erróneo, el costo de oportunidad del agua a descargar de los embalses grandes resulta erróneo y el despacho del parque de centrales existentes será ineficiente.

- 2) Cada empresa construye la central eléctrica que desee en el momento que estime conveniente. No está obligada a seguir el "plan de obras" de la autoridad. Por su parte, para el abastecimiento de los próximos años, la autoridad está obligada por la ley a incluir en su plan de obras todas las obras en curso y las que ella cree que entrarán en servicio en los próximos cuatro años, de acuerdo al plan de mínimo costo que ella estimó. Esta norma limita las discrepancias entre el plan de obras determinado por la autoridad y el efectivamente provisto por las empresas.
- 3) Una empresa dueña de un solo proyecto incluido en el plan de obras elige el momento de iniciar las obras con vistas a maximizar el valor presente esperado de las utilidades originadas en ese proyecto. Esto, a su vez, requiere postergar esa inversión por lo menos *hasta la fecha en que* el valor presente esperado de los excedentes proyectados de las tarifas por sobre los costos evitables de su planta (ingreso por energía), más el valor presente del ingreso por potencia, iguale el costo de construir la planta y demás instalaciones dedicadas. Esta es la condición de libre entrada a la actividad de generar. Expresada algebraicamente:

$$(1) \quad VP(I_{pot} \cdot CM_{g_{pot}}) + VP\left(\sum_{h=1}^{h=8760} I_h \cdot [CM_{g_h}^{CDEC} - CM_{g_h}^{central}]\right) \geq \text{Costo Inversión}$$

donde:

$VP(\cdot)$  = valor presente esperado.

$I_h$  = energía inyectada por la central en la hora  $h$  del año,  $h = 1, 2, \dots, 8760$ . [Kw]

$CM_{gh}^{CDEC}$  = tarifa de la energía en la hora  $h$ , fijada por el CDEC [\$/Kw].

$CM_{gh}^{central}$  = costo marginal *para esta central* de producir energía en la hora  $h$  [\$/Kw].

$I_{pot}$  = potencia "a firme" de las instalaciones.  $I_{pot} = \text{Max}_h \{ I_h \}$  [Kw]

$CM_{gpot}$  = tarifa por la potencia, fijada por la CNE [\$/Kw].

- 4) Una empresa con un proyecto de central "grande", y también una empresa dueña de otras centrales, no toma como dato la senda de tarifas proyectadas, sino el parque existente y el plan de obras que cree plausible. Esa empresa reconocerá que puede aumentar su valor postergando levemente la puesta en marcha de su nueva central, porque así su propia entrada, en un contexto de crecimiento de la demanda, deprime las tarifas promedio en menor proporción. Todo esto ocurre porque en el margen la oferta está en manos de una sola empresa y existe algún poder monopólico. En efecto, una vez iniciada la construcción, las demás centrales no pueden aumentar su capacidad en términos competitivos, y tampoco es posible adelantar con facilidad otra central grande. El dueño del proyecto que ya inició la construcción (y que por ende no enfrenta rivales en igualdad de condiciones) elige la postergación en la construcción dentro de cierto rango y maximiza sus utilidades postergando en algún grado la terminación de esa central.

Sin embargo, la libertad de entrada a la actividad de generación modera estas postergaciones ineficientes. En efecto, si todas las nuevas centrales

siguen la misma estrategia, se eleva el promedio anual de las tarifas actuales y proyectadas. La alta rentabilidad disponible atrae la entrada de nuevos generadores y así se moderan los atrasos descritos.

- 5) La rivalidad entre unas pocas empresas con proyectos de central "grande", y también entre empresas dueñas de otras centrales, tiene otros efectos que vale la pena mencionar. En este contexto, la utilidad de la empresa depende más de estar fuera o dentro del mercado que de pequeñas postergaciones. Con tal de quedar dentro del mercado, los rivales tienden a *adelantar su entrada*, como se analiza en los trabajos de Eaton y Lipsey (1979) y Fontaine y Valdés (1990). En estos casos, la libre entrada puede llevar a ineficiencia social si genera sobreinversión y un aumento de los costos totales, que superen los posibles aumentos en el excedente de los consumidores. Las tendencias a adelantar la entrada pueden ser mucho más significativas que las tendencias a demorar la entrada descritas en (iv).
  
- j) Este esquema de tarificación sería aproximadamente eficiente si se cumplieran dos supuestos: que los costos medios de generar electricidad sean crecientes o constantes en el largo plazo, y que la demanda sea insensible al precio en el largo plazo. Mostraremos que este esquema no puede manejar en forma eficiente los costos fijos muy grandes, tales como los asociados a un gasoducto caro, situación que viola el primer supuesto.

## 2.2. *Evaluación Social en el Mercado Eléctrico*

En esta sección se discute la forma de evaluar la eficiencia social en el mercado eléctrico. En el caso normal, en que la demanda tiene alguna sensibilidad al precio en el

corto o largo plazo, no es eficiente maximizar el excedente de los consumidores solamente.

*Demostración:* Sean  $P^d(z)$  = precio de demanda de electricidad y  $P^d' < 0$ ;  $X^S(T)$  = cantidad de electricidad ofrecida a la tarifa  $T$  y  $X^{S'} > 0$ ;  $T$  = tarifa fijada por la autoridad; Sea  $p^*$  = precio socialmente óptimo, que cumple  $P^d(X^S(p^*)) = p^*$ .

$$\text{Criterio a evaluar: Max } \left\{ \text{Excedente Consumidor} = \int_0^{X^S(T)} (P^d(z) - T) dz \right\}$$

La condición de primer orden respecto a  $T$  es:  $0 = P^d(X^S(T)) \cdot X^{S'}(T) - 1 \cdot X^S(T) - T \cdot X^{S'}(T)$ . Pero evaluando en  $T = p^*$ , resulta que  $\partial EC / \partial T = -X^S$ , lo cual es menor que 0. Luego  $T^*$  es menor y distinto de  $p^*$ . Luego  $T^*$  es ineficiente. Q.E.D.

Esto confirma que una asignación óptima de recursos escasos debe maximizar la suma de los excedentes de consumidores y productores, y no sólo el de los consumidores. Si bien la autoridad puede redistribuir riqueza desde productores a consumidores, por la vía de fijar tarifas por debajo del nivel eficiente, ello ocurre a costa de reducir la eficiencia social.

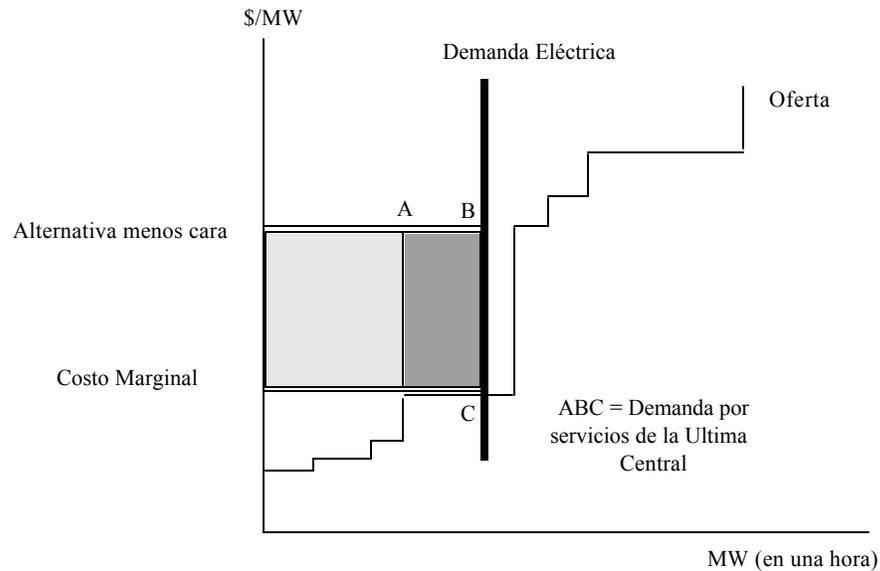
A continuación discutimos cómo cambia la situación cuando la demanda es insensible al precio. Podría creerse que en este caso el mero abastecimiento de la demanda basta para asegurar una asignación eficiente de recursos. Ello es falso, porque si la demanda no se abastece a mínimo costo sería posible encontrar alternativas productivas que liberan recursos escasos para destinar a otras actividades, sin dejar de abastecer la demanda. Para ello es necesario despachar correctamente el parque de centrales existentes, construir nuevas centrales en las fechas socialmente óptimas y *construir las obras que prestan servicios a las centrales, tales como un gasoducto, en la fecha socialmente óptima*. Todos estos requisitos pueden resumirse en uno solo: minimizar el valor presente

del costo de abastecer la demanda.

### 2.3 Precios eficientes para el despacho de las centrales eléctricas

Aceptando el modelo de regulación eléctrica en que se supone que la demanda es insensible al precio, existe un conjunto de tarifas que son *igualmente eficientes* desde el punto de vista del despacho voluntario del parque de centrales existentes. Las tarifas pertenecientes a este conjunto se distinguen sólo en que transfieren recursos entre los consumidores y los accionistas de las empresas generadoras (productores), sin provocar un desperdicio social. El Gráfico N° 1 muestra ese conjunto de precios.

GRAFICO N° 1  
EL CONJUNTO DE PRECIOS EFICIENTES



---

En este gráfico, cualquier tarifa entre "Alternativa menos cara" y "Costo Marginal" entrega una asignación de recursos eficiente con despacho voluntario. Una tarifa más alta que la "Alternativa menos cara" generaría ineficiencia porque haría que la siguiente central más cara se despache. Una tarifa más baja que "Costo Marginal" sería ineficiente porque no induciría el despacho voluntario de la última central eficiente.

Por supuesto, si el despacho no es voluntario sino decidido por el CDEC, cualquier tarifa sería eficiente, en el sentido de que el despacho no varía. Sin embargo, un despacho involuntario con tarifas fuera del rango indicado genera señales ineficientes para la inversión, por lo que la ley ha fijado la tarifa dentro de ese rango.

En una perspectiva global existen dos conceptos extremos de precio eficiente. En el más bajo, la alternativa es "no producir", y en el más alto, la alternativa es "hacer producir la central menos cara de entre las no utilizadas". Ambos conceptos son igualmente óptimos en términos de eficiencia estática. Estos dos conceptos son diferentes debido a que la curva de oferta presenta escalones discretos. En los mercados comunes, donde la oferta marginal es *divisible*, la curva de oferta crece suavemente y estos dos conceptos entregan el mismo número.

¿Qué ocurre en el diseño vigente, en que las tarifas horarias están fijadas en el costo marginal, pero las fechas del plan de obras son libres? Pareciera que esta norma beneficia a los consumidores en la suma de las áreas de puntitos y de tejido. Sin embargo, veremos que ello no es así. El diseño vigente benefició a los consumidores sólo a la partida de este sistema de tarificación, en 1982<sup>4</sup>. Posteriormente, la menor rentabilidad de construir centrales generadoras indujo a los productores a retrasar un poco el plan de obras, lo que llevó a un alza de precios. Una vez completado el atraso del plan de obras, los consumidores pagan un precio intermedio dentro del rango indicado. En todo caso, esta

---

<sup>4</sup>Esta elección de criterio de precio eficiente por parte de la autoridad perjudicó a los dueños de centrales en 1982 (el Estado).

alza de precios fue *de magnitud moderada*, sobre todo si el promedio anual, del rango de precios eficientes, considerando todas las horas del año, resulta ser pequeño.

### **3. El Menú de Mecanismos de Tarificación: el caso general**

Esta sección entra de lleno en el tema de este estudio, describiendo las metodologías de tarificación que se pueden aplicar cuando existen obras de servicio que presentan economías de escala significativas, como los gasoductos transcordilleranos.

#### *3.1. Principios de Definición de Precios para un Gasoducto*

Entre los insumos que debe adquirir una central termoeléctrica a gas, figuran los servicios de transporte de gas provistos por algún gasoducto. Es útil aclarar cuál es el principio de definición de precios que podría usar el dueño del gasoducto. Esos principios son diferentes según si el servicio es un bien público, un bien en oferta conjunta o un conjunto de servicios producidos por una tecnología multiproducto.

Los servicios de transporte de gas no constituyen un bien público, porque es muy barato excluir a cualquier consumidor que no pague la tarifa asignada. Se trata de un bien privado, a diferencia de bienes públicos como los servicios de defensa nacional y los servicios de descontaminación del aire, en que la exclusión es muy cara.

Debido a la durabilidad y grandes economías de escala exhibida por los servicios de transporte de gas a través de la Cordillera de los Andes, se requieren muchos clientes para compartir los servicios de esta infraestructura. En concreto, puede haber cinco o siete centrales termoeléctricas a gas abastecidas por un mismo gasoducto, que además sirve a plantas químicas y a varias redes locales de distribución de gas al por menor. El gasoducto produce, con un mismo equipo, servicios para todos estos demandantes.

---

Se trata entonces de un caso de *oferta conjunta*, en que una misma oferta satisface a dos o más clientes simultáneamente. La oferta se define aquí como la disponibilidad del gasoducto (todo o nada). Esta no debe confundirse con la oferta de transportar un metro cúbico particular de gas, que no es una oferta conjunta. Otros ejemplos de oferta conjunta son los servicios ofrecidos por un túnel, un puente y un parque de maquinaria para movimiento de tierra.

Si además la infraestructura produce varios servicios *económicamente* diferentes, ella sería una empresa "multiproducto". La precisión respecto al caso anterior reside en que los bienes producidos son diferentes, es decir, no son sustitutos perfectos, sea desde el punto de vista de la demanda o de la oferta. Esto es lo que ocurre en los gasoductos que abastecen la ciudad de Buenos Aires, que sirven a una demanda que fluctúa significativamente según la época del año debido al uso de calefacción que le dan muchos usuarios al gas. Como la capacidad está copada en julio, el servicio de transporte en enero no es sustituto cercano del servicio de transporte en julio. Por ello, corresponde clasificar a esos gasoductos como *empresas multiproducto* que ofrecen distintos tipos de servicios de transporte, en este caso diferenciados por estación del año. A su vez, cada uno de esos servicios está en oferta conjunta a un conjunto de clientes.

Volvemos al caso uniproducto si hay sustitución perfecta, ya sea en oferta o en demanda. *Si el gasoducto transcordillerano se construyera con una capacidad eficiente, no habría restricciones de capacidad en las primeras décadas*, debido al bajísimo costo marginal de aumentar la capacidad del tubo durante la fase de construcción, y al modesto costo marginal de agregar y operar centrales de compresión que permiten multiplicar en varias veces el flujo que pasa por un mismo tubo<sup>5</sup>. Esto significa que la distinción de servicios de transporte según estación sería innecesaria en las primeras décadas, si es que

---

<sup>5</sup> Esto supone que no existen limitaciones artificiales por el lado de la oferta de gas natural en boca de pozo, ni por el lado de la demanda, y que no existan regulaciones que impidan aumentar la capacidad del tubo a través de centrales de compresión. Este punto se detalla más adelante.

la amplia capacidad asegura sustitución perfecta en la oferta de servicios a lo largo del año<sup>6</sup>.

Concluimos que la clasificación económica correcta de este gasoducto es de una infraestructura uniproducto que ofrece sus servicios a un conjunto de clientes. Ello supone que no se restringe artificialmente su capacidad. En base a esto, el principio de definición de precios de servicios de transporte por gasoducto depende del grado de economías de escala. Si no hubiera economías de escala significativas, la competencia entre gasoductos lograría fijar precios socialmente adecuados sin que intervenga la autoridad.

Pero, si crear la infraestructura requiere pagar un gran costo fijo, como parece ser el caso del gasoducto transcordillerano, existe un monopolio natural. En ese caso se recomienda una intervención de la autoridad para fijar precios. A continuación se revisa la literatura económica sobre tarificación eficiente.

### 3.2. *Economías de Escala Significativas*

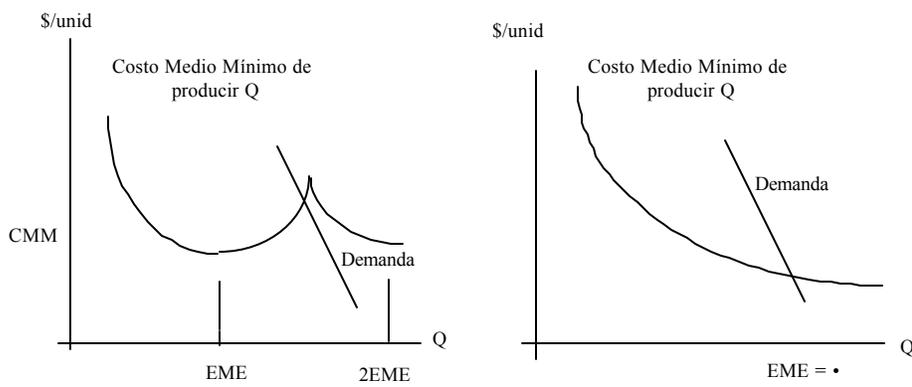
El concepto de economía de escala pretende capturar el caso de monopolio natural por razones tecnológicas (de producción). Sin embargo, la definición tradicional del concepto de economías de escala no es exacta<sup>7</sup>. La definición útil para nuestros efectos es la de monopolio natural, técnicamente llamada "subaditividad". Existe monopolio natural cuando el costo de producir una determinada cantidad de servicios con una sola planta o equipo es más bajo que con cualquier combinación que utilice más de una planta o equipo. El Gráfico N° 2 muestra dos casos en que existe monopolio natural (subaditividad), aunque en el de la izquierda hay deseconomías de escala en el nivel de producción en que opera el mercado.

---

<sup>6</sup> También puede haber sustitución perfecta en demanda. Un ejemplo ocurre en el mercado de los servicios de movimiento de tierra, en que el cliente es indiferente respecto a qué máquina le presta servicios.

<sup>7</sup> La definición de economía de escala es que existe cuando, al multiplicar el uso de *todos* los insumos por cualquier valor  $z > 1$ , la cantidad producida aumenta *en más* de  $z$  veces.

GRAFICO N° 2  
DOS CASOS DE MONOPOLIO NATURAL  
(EME = Escala Mínima Eficiente)

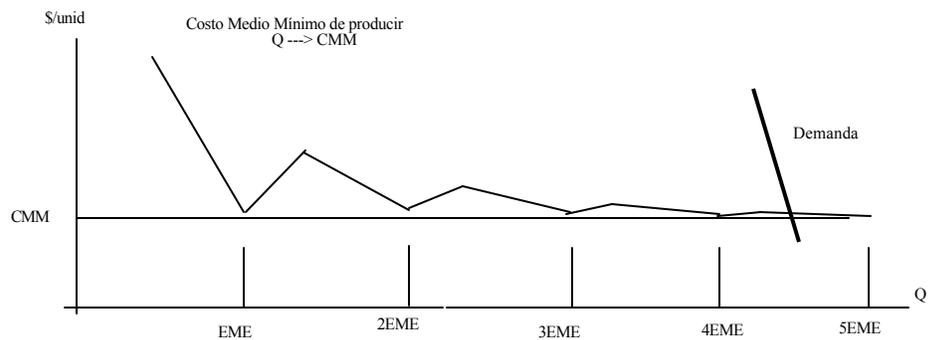


Sólo para simplificar la exposición usamos la expresión "economías de escala" para denominar los casos de monopolio natural.

Lo más importante es aclarar cuándo la economía de escala es "pequeña". Si bien ciertas obras, como un puerto dedicado, una línea de transmisión dedicada o un canal de aducción para una central hidroeléctrica, provocan fuertes economías de escala al nivel de una sola planta generadora, para nuestros efectos esos costos fijos serían "pequeños" si son insuficientes para *afectar los precios a nivel del mercado* de generación eléctrica.

Ello ocurre cuando la escala mínima eficiente (EME) en la producción es "pequeña" en relación a la demanda. El Gráfico N° 3 muestra que al aumentar la escala del mercado para una EME dada, el costo medio mínimo de producción para satisfacer esa demanda se hace muy cercano al costo medio mínimo (CMM).

GRAFICO N° 3  
ECONOMIAS DE ESCALA EN UNA PLANTA NO AFECTAN AL MERCADO.



Al aumentar el tamaño del mercado, el exceso de la cantidad demandada respecto al múltiplo más cercano de EME se reparte entre un número cada vez mayor de plantas, por lo que el impacto en los costos medios es cada vez menor.

Distinta es la situación cuando una planta es mucho mayor que las demás y es grande en relación al mercado total. Por ejemplo, eso ocurre cuando esa planta es un equipo necesario para que opere un conjunto de centrales, y ese conjunto es grande en relación al mercado total. Si un gasoducto va a ser utilizado por muchas centrales a gas y eso reduce perceptiblemente el costo medio mínimo de satisfacer la demanda, ese gasoducto no es "pequeño" para nuestros efectos.

A continuación se discuten cuatro mecanismos alternativos de tarificación de un monopolio natural.

### 3.3. *Tarifas basadas en el costo marginal y en el costo medio*

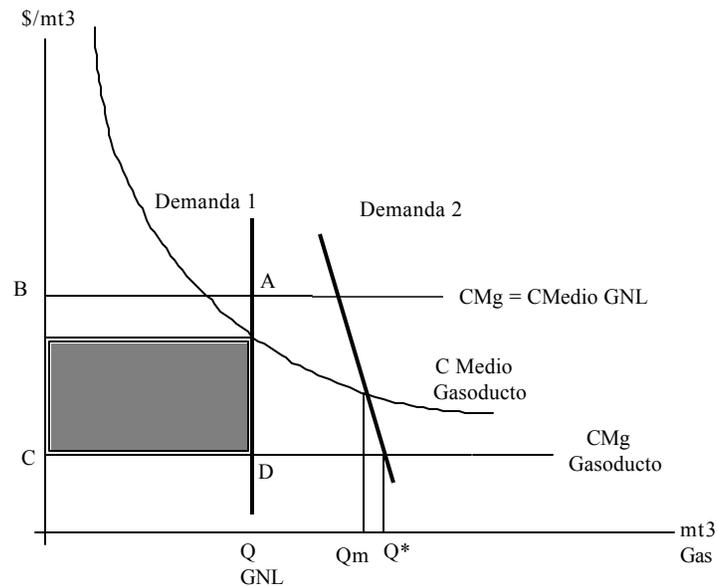
En esta sección se muestra que en caso de existir economías de escala significativas, un sistema de tarificación a costo marginal lleva a los empresarios del sector a preferir el uso de otras tecnologías socialmente ineficientes. Cuando se tarifica a costo medio se logra, si es que la demanda es insensible al precio, favorecer el uso de las tecnologías más eficientes, pero el nivel de producción será ineficiente.

Ilustramos esta situación con un ejemplo hipotético, en que existen dos tecnologías a través de las cuales se puede disponer de gas: una implica la construcción de un gasoducto transcorderano que involucra un gran costo fijo y la existencia de economías de escala a nivel del mercado, y la otra opción es obtener gas natural licuado traído en barco (GNL), situación que no implicaría la existencia de economías de escala a nivel del mercado. Los costos marginales se suponen siempre inferiores a los medios -que incluyen el costo del gasoducto- cuando se trae gas a través del gasoducto. La demanda por servicios de gas se supone insensible al precio.

En la situación en que existe la posibilidad de disponer de gas trayendo gas licuado en barco, se supone que el costo marginal es igual al costo medio. Cuando se tarifica a costo marginal, la cantidad de gas utilizada es de  $Q_{GNL}$  metros cúbicos (para "Demanda 1").

Al aparecer la posibilidad de generar gas a través de la construcción de un gasoducto transcorderano, la tarificación a costo marginal indica a los empresarios que podrán vender su producción al precio "CMg Gasoducto". Pero, como se puede observar, este precio no permite cubrir el costo medio porque existen economías de escala significativas. Esto ocurre cualquiera sea el nivel de la demanda. Luego, en este caso, el gasoducto no se construye nunca, aunque crezca la demanda a lo largo del tiempo.

GRAFICO N° 4  
PROBLEMAS CON TARIFICAR A COSTO MARGINAL Y A COSTO MEDIO



Sin embargo, es rentable desde un punto de vista social construir el gasoducto para ambas situaciones de demanda. Para el caso de "Demanda 1", si se construye el gasoducto, los productores rebajarían su costo variable en el área ABCD, y ese beneficio es mayor que el costo fijo del gasoducto, indicado por el área achurada. El menor costo de producción podría traspasarse o no a los consumidores, pero la sociedad como un todo habría ganado.

Ahora, en el ejercicio bajo estudio, ¿qué ocurre si se tarifica el gas a costo medio? Ahora los empresarios reciben como ingreso el costo medio, que es mayor que el costo marginal. En este caso, el empresario obtiene un retorno normal si adopta la tecnología con economías de escala, y si no lo hace es reemplazado por otro empresario. Luego, la tarificación al costo medio induce la entrada de la tecnología más eficiente (la del

gasoducto). Para el caso de la "Demanda 2", que reconoce cierta sensibilidad al precio, la tarificación al costo medio también induce la entrada de la tecnología más eficiente<sup>8</sup>, pero no logra que se produzca la cantidad socialmente óptima, que es aquella en que la demanda se iguala al costo marginal ( $Q^*$ ) y en vez sólo produce  $Q^m$ .

En conclusión, en el caso general tanto la tarificación a costo medio como a costo marginal fracasan en inducir la construcción y/o el tamaño de un gasoducto que socialmente es deseable. Sólo si la demanda fuera completamente insensible al precio la tarificación a costo medio lograría ser eficiente.

#### 3.4. *Las tarifas de dos partes*

Bajo esta modalidad de tarificación se cobra a todos los consumidores el costo marginal de transportar el gas, con lo que se asegura la eficiencia en el despacho. El costo fijo del gasoducto se financia con cargos fijos que son distintos para los diferentes usuarios finales. Este tipo de solución permite soluciones eficientes ("first best") desde el punto de vista de asignación de recursos en producción y en demanda. Las únicas restricciones económicas que se enfrentan son que con el conjunto de tarifas *no se retire* ningún cliente que demande cantidades positivas de electricidad cuando el precio es igual al costo marginal variable, y que la suma de cargos fijos cobrados financie justo la parte fija del costo del gasoducto, lo que asegura que el plan de obras se ejecute en el momento óptimo y que la decisión de construir el gasoducto dedicado también sea eficiente.

Este sistema de tarificación tiene por cierto implicancias distributivas, ya que, dependiendo del sistema de asignación de cargos fijos, algunos consumidores se verán relativamente perjudicados.

---

<sup>8</sup>Hay que tener presente que si la demanda es suficientemente sensible al precio, se pueden construir otros ejemplos en que la tarificación a costo medio no logra la entrada de la tecnología más eficiente.

Si bien es cierto que esta es la modalidad de tarificación más eficiente en lo económico ante la presencia de un gran costo fijo común a distintos usuarios, es de máxima dificultad de implementación; el proceso de determinación de los cargos fijos, diferentes para los distintos clientes, puede ser muy engorroso y costoso, además de políticamente vulnerable.

La dificultad es más profunda de lo que aparece a primera vista: si fuera posible diseñar un conjunto de cargos fijos tal que no se distorsione la producción ni la demanda, entonces el Estado podría aprovecharlos para recaudar ingresos sin costos de eficiencia. Es decir, si lo anterior fuera posible, entonces existiría la posibilidad de imponer impuestos no distorsionadores a este sector de la economía. Ellos son preferibles a casi todos los impuestos vigentes, que son distorsionadores. Esta hipótesis abre variantes poco tradicionales: el Estado podría obtener ingresos provenientes de impuestos no distorsionadores y regalar los fondos al gasoducto para financiar el costo fijo del tubo, exigiendo a sus dueños que cobren a los usuarios del tubo sólo el costo marginal de transporte.

Sin embargo, esta forma de organización no es recomendable por sus consecuencias políticas. Ella significa que el Estado recolecta un impuesto y periódicamente entrega su recaudación a una empresa privada. Esta situación de dependencia, más el interés del fisco por captar una renta mayor que la necesaria para este fin, pueden conducir al sistema político a la estatización de la empresa. En el caso del gasoducto, esta organización obligaría al Estado a elegir un proyecto de gasoducto por sobre otro, a participar en las decisiones de expansión de la compresión y a vigilar estrechamente el costo de construcción para que no sea inflado con el objeto de pedir más subsidio.

Esto parece ir más allá de la capacidad de los organismos reguladores para operar en forma técnica y eficiente, a salvo de faltas a la disciplina, por lo que es predecible que

esas faltas induzcan a algunos líderes políticos a proponer la estatización del gasoducto. Como la empresa pública no soluciona sino que agrava la interferencia del sistema político en la producción, los problemas de eficiencia aumentan en vez de disminuir (Willig, 1994).

### 3.5. Tarifas tipo Ramsey<sup>9</sup>

Las tarifas tipo Ramsey-Boiteaux surgen como una solución de "segundo mejor" al problema de asignar un costo fijo (oferta conjunta) entre varios grupos de consumidores previamente segmentados. La intuición de esta modalidad de tarificación es fácilmente extendible al caso que nos ocupa, en que hay un costo fijo importante (en el gasoducto) que debe ser asignado entre varios mercados fácilmente separables (el de la electricidad, el de la distribución de gas, otros clientes).

Las tarifas de Ramsey son aquellas que surgen de la maximización de la suma de los excedentes del productor y consumidor, sujeta a dos restricciones: (i) que las utilidades sobrenormales del productor (en este caso, de los inversionistas que financian el gasoducto) sean no negativas; y (ii) que las tarifas elegidas sean *uniformes* (es decir lineales). La primera restricción tiene sentido cuando no es posible contar con fondos para otorgar subsidios a las empresas, y la segunda se discutió en la sección de tarifas de dos partes (no lineales).

La fórmula de Ramsey-Boiteaux se obtiene de las condiciones marginales de primer orden de este problema de maximización del bienestar social. Ellas se pueden escribir de la siguiente forma cuando las demandas de los distintos tipos de usuarios son independientes:

---

<sup>9</sup>Un desarrollo teórico sobre el tema se puede ver en Braeutigam (1989).

$$\left\{ \frac{P_i - \partial C / \partial y_i}{P_i} \right\} E_{ii} = \left\{ \frac{P_j - \partial C / \partial y_j}{P_j} \right\} E_{jj} = \quad \text{para todo } i, j$$

En una aplicación a nuestro problema podemos suponer que  $P_i$  es la tarifa de transporte de gas para las generadoras eléctricas y  $P_j$  es la tarifa de transporte de gas que se aplicaría a las distribuidoras de gas<sup>10</sup>. Los términos entre paréntesis indican el grado en el cual las tarifas de transporte en los distintos mercados se desvían de los costos marginales respectivos y  $E_{ii}$  y  $E_{jj}$  corresponden a las elasticidades de demanda respecto al propio precio (o tarifa) en los mercados  $i$  y  $j$ . Las elasticidades se definen en términos positivos:  $E_{ii} = - [\partial D_i / \partial P_i] [P_i / D_i]$  y  $E_{jj} = - [\partial D_j / \partial P_j] [P_j / D_j]$

El número de Ramsey para el mercado  $i$  corresponde a la expresión  $\left\{ \frac{P_i - \partial C / \partial y_i}{P_i} \right\}$ , y éste será positivo en un óptimo en que la restricción es operativa ( $I > 0$ ), porque su valor numérico  $\frac{I}{1+I}$  está entre 0 y 1; será cero cuando la restricción no sea operativa ( $I = 0$ ). La intuición de este resultado, cuando las demandas en los distintos mercados son independientes, es, primero, que la tarifa en cada mercado estará por sobre el costo marginal cuando la restricción de ingreso neto no negativo de los productores sea operativa ( $I > 0$ ) y, segundo, que la tarifa óptima será igual al costo marginal (first best) cuando la restricción de ingreso neto no negativo de los productores no sea operativa ( $I = 0$ ).

Las condiciones marginales de primer orden indican que los números Ramsey deben igualarse entre los distintos mercados. Esta relación representa la famosa "regla de elasticidad inversa", que indica que habrá un menor margen cuando la demanda sea más

<sup>10</sup>En realidad, la demanda por gas de cañería y la demanda final por electricidad están relacionadas (son sustitutos). Los estudios reportados por Gallick (1993) muestran una elasticidad cruzada entre 0,170 y 0,327. En esa situación, la fórmula de Ramsey-Boiteaux debe ser recalculada y se debe considerar la elasticidad precio cruzada.

elástica y la restricción sea operativa. En términos de nuestro problema, esto significaría que para financiar el costo del gasoducto, el margen por sobre el costo marginal efectivo debería ser mayor en aquellos mercados donde la demanda de servicios de transporte de gas tenga menor elasticidad precio. Cuando el costo marginal de transportar gas es el mismo, cualquiera sea el mercado de destino, esto implicaría que la tarifa por el transporte del gas debiera ser *mayor en los mercados con menor elasticidad de demanda*.

Como se puede apreciar, la implementación de los precios Ramsey necesita dos insumos: (a) información respecto a la elasticidad precio de la demanda de cada categoría en que se divide la demanda, para cada posible tarifa. Esta información no está disponible en la mayoría de los casos; y (b) se requiere de capacidad para impedir el arbitraje, sea de reventa o interpersonal. En efecto, para impedir que los segmentos de menor precio revendan a los de mayor precio, debe ser legal y físicamente posible impedirlo a bajo precio. Debido a estas estrictas condiciones, muchos autores descartan la aplicación de esta modalidad de tarificación (Laffont, 1994). Sin embargo, más adelante mostraremos que sí es posible aplicarla cuando la división de mercados se hace según las horas del año, para un bien no acumulable que está sujeto a tarifas (electricidad).

#### **4. Tarificación Tradicional de las Centrales Eléctricas a Gas**

Las reglas de tarificación del gas que se usa como insumo en las centrales de generación eléctrica a gas, son un antecedente fundamental para las negociaciones de contratos de largo plazo que se realizan entre los usuarios y el dueño del gasoducto. Estas reglas de tarificación de las centrales a gas, más la estimación o el compromiso del gasoducto con un determinado precio marginal variable de transporte, determinan los montos máximos que estarán dispuestos a pagar las generadoras a gas en los mencionados contratos con el gasoducto. Lo mismo ocurre con las distribuidoras de gas en relación a las

tarifas que se fijen a la distribución.

Si se eligen incorrectamente las reglas de tarificación *eléctrica*, y se asegura que todos los generadores a gas puedan adquirir servicios de transporte al gasoducto al mismo precio, los precios que las generadoras eléctricas están dispuestas a pagar podrían no ser suficientes como para inducir a los inversionistas del gasoducto a construirlo en la fecha socialmente óptima. Este es un aspecto que la autoridad debe tener presente al momento de seleccionar la regla de tarificación de los servicios de las centrales eléctricas a gas.

La tarificación a costo marginal es la prevista en la ley eléctrica, y en el último tiempo se ha propuesto aplicarla también a las futuras centrales a gas. Otra opción que se ha planteado es la de tarificar a costo medio. Veremos que ninguna de estas políticas alcanza el objetivo de maximizar el valor presente del excedente social.

#### 4.1 . *Apariencia y Realidad*

La opción de tarificar a costo marginal consiste en fijar el precio de la electricidad provista por centrales a gas en la suma de: (i) el precio de compra del gas en "boca de pozo" (antes de aplicar los servicios de transporte provistos por el gasoducto), (ii) el *costo marginal* de transporte de gas (costo de compresión, si existe), (iii) los demás gastos marginales asociados a la central generadora. Bajo esta opción de tarificación no se considera el costo de la inversión en el gasoducto ni el costo de construcción de la central a gas, porque ambos son costos fijos, no marginales.

Se podría creer que la simple aplicación de la ley eléctrica vigente obligaría a elegir esta opción. Sin embargo, ello depende de cómo defina la autoridad los costos marginales de transporte de gas y de qué tipos de contratos de transporte autorice.

Si acepta cualquier definición de precio que aparezca en los contratos de transporte, delegará a las empresas generadoras a gas la selección de la modalidad de tarificación, dentro de cierto rango. Por ejemplo, los contratos podrían indicar que el costo de transporte a pagar será \$P por unidad, pero sujeto a un compromiso de que la cantidad esperada de gas transportado será Q, por lo que se compromete un pago anual fijo de \$P·Q. Se puede indicar además un descuento si se transporta menos de Q y un sobreprecio si se transporta más de Q. En este ejemplo, el precio marginal económico del transporte no es P, sino que el descuento por unidad y el sobreprecio por unidad. Sin embargo, si la autoridad acepta al precio P como representativo del costo marginal de transporte del gas para efectos de la tarificación, de hecho entrega a la empresa un grado de libertad para elegir su modalidad de tarificación.

Los contratos de transporte firmados por el gasoducto también pueden influenciar las tarifas eléctricas en forma indirecta, impidiendo la entrada a futuros generadores de electricidad en base a gas. Por ejemplo, si los contratos de transporte venden a unas pocas empresas generadoras iniciales un porcentaje de la capacidad presente y futura del gasoducto, entonces les entrega a ellas la capacidad de negar la entrada a un futuro competidor. La ausencia de ese competidor impide una rebaja de tarifas por aumento de oferta. Si la autoridad autoriza este tipo de contratos, entrega un segundo grado de libertad a las empresas para decidir sus tarifas.

#### 4.2. *La opción de tarificar el gas a costo marginal*

En esta sección evaluamos los resultados de suponer que la autoridad fuerce a las empresas a reflejar el verdadero costo marginal de transporte.

Esta opción es distorsionadora -salvo en un caso especial que se discute en esta sección-, porque impone una postergación de la entrada de nuevas centrales a gas y de la

---

construcción del gasoducto en relación a la fecha socialmente óptima. Además, si la autoridad no considera estos retrasos en su plan de obras oficial, entonces también se distorsiona el precio del agua de la Laguna del Laja, lo que a su vez distorsiona el despacho de las centrales existentes.

En efecto, en el caso hipotético de que las nuevas centrales eléctricas a gas compiten fuertemente entre sí, hasta el punto de que entra una en cada momento en que se iguale el costo de aumentar la potencia con el valor presente esperado de los excedentes operacionales más ingresos por potencia que permite ese incremento de potencia, las centrales a gas no dispondrían de excedentes para aportar a la construcción del gasoducto<sup>11</sup>. Dada la importancia del sector eléctrico en la demanda de gas, ello implicaría que no se construyera el gasoducto.

Luego, la tarificación a costo marginal lleva a una seria distorsión del momento de entrada en operación del gasoducto y de las centrales a gas, demorándolo. En este sentido, tarificar el gas a costo marginal es un "second best", porque implica postergar las centrales a gas y el gasoducto respecto a una solución de "first best".

La demora efectiva en la entrada de las centrales a gas y en la construcción del gasoducto será infinita en aquellos casos en que la estructura de costos marginales de generar electricidad con centrales a gas sea constante para cualquier nivel de generación (lo que supone que siempre haya capacidad disponible en el gasoducto y que el precio del gas en boca de pozo se mantiene constante, independientemente de los niveles de demanda) y exista a la vez libre entrada para generar con gas.

En cambio, la demora en la entrada de las centrales a gas y en la construcción del

---

<sup>11</sup> Como vimos en el Gráfico N°4 de la sección 3.3, la tarificación del gas a costo marginal no haría posible cubrir los costos medios del gas cuando en el tramo relevante existen economías de escala significativas. Por este motivo, se hace necesario obtener de alguna parte excedentes que hagan posible la construcción del gasoducto.

gasoducto será finita cuando los costos marginales de la generación con centrales a gas sean crecientes. Ello puede ocurrir por varios motivos: (a) por decisiones de restringir artificialmente la capacidad física de transporte del gasoducto, (b) por contratos que impiden el uso de los servicios del gasoducto a generadores independientes, (c) por un costo creciente del gas en boca de pozo, o (d) por poder monopólico en la extracción del gas de los pozos. En los casos (a) y (b), la combinación de que la demanda por electricidad sea creciente a través del tiempo y el que una central de gas no sea marginal en todas las horas del año, implican que llegará un momento en que las centrales a gas pueden generar excedentes como para financiar la construcción del gasoducto. Aunque se construyan más centrales a carbón mientras se posterga el gasoducto, el crecimiento de la demanda asegura que cada vez será mayor el porcentaje de las horas del año en que las eventuales centrales a gas serían inframarginales una vez disponibles, porque las centrales a gas se despacharían con más prioridad que las de carbón. Esto permite que el ingreso medio esperado de esas centrales a gas vaya aumentando a medida que se posterga el gasoducto, acercándose al costo medio de las centrales a carbón. Como ese costo medio es superior al costo medio de las centrales a gas, este proceso asegura que eventualmente sea rentable construir el gasoducto y las centrales asociadas. Esto es válido en todos los casos en que el costo marginal total de largo plazo de todos los demás tipos de centrales (carbón, hidro, etc.) sea constante o creciente.

Para los casos (c) y (d) -bajo estructuras de costos o de mercado como las señaladas-, la demora en la construcción del gasoducto también es finita, aunque por otra razón; en estos casos, el gasoducto podría construirse porque -a partir de algún tamaño de mercado- las rentas que obtendrían los dueños de los pozos de gas justificaría que ellos mismos hicieran un aporte a la construcción del gasoducto.

En términos generales, la tarificación a costo marginal de la electricidad generada por centrales a gas permite que las generadoras de electricidad ya instaladas mantengan sus rentas inframarginales por un período adicional al socialmente óptimo, por la demora ya

descrita. Los consumidores de electricidad son perjudicados por esta postergación en relación al óptimo social.

#### *Un caso especial*

El caso que resta analizar es cuando el momento privadamente viable para construir el gasoducto ya se cumplió hace varios años, contados hacia atrás desde hoy (1995). En este caso, la tarificación del gas a costo marginal no provoca demoras adicionales a las ya ocurridas, porque hoy sería rentable entrar con centrales a gas *aunque* el gas puesto en planta se considerara a costo marginal variable para efectos del despacho de las centrales a gas.

Este caso es el único en que la tarificación a costo marginal es socialmente eficiente en presencia de economías de escala significativas; la adopción de este criterio de tarificación equivale a decretar un impuesto de suma alzada -que no provoca distorsiones- sobre la riqueza de los dueños de las centrales a gas, y a gastar la recaudación en un subsidio a los dueños del gasoducto. Sin embargo, la ocurrencia de este caso es síntoma de decisiones socialmente ineficientes en el pasado, sea de las empresas o de la autoridad.

#### *4.3 . Distribuir el costo fijo del gasoducto según potencia*

Esta opción consiste en: (a) despachar las centrales a costo marginal efectivo; (b) recalculer el plan de obras oficial agregando como un dato el que las futuras centrales a gas deberán aportar al financiamiento del costo fijo del gasoducto. La única novedad de esta modalidad -en relación a la discutida en 4.2- es que permite recalculer en forma óptima el plan de obras oficial.

Se explicó en 2.1 que, debido a la necesidad de estimar en cada momento el costo

alternativo de vaciar la Laguna del Laja, el plan de obras indicativo calculado por la autoridad influye en el despacho actual. Ese plan de obras se calcula en base a los costos de inversión y operación que se atribuyan a las futuras centrales a gas. Luego, la atribución de una prorrata de los costos fijos del gasoducto a las distintas centrales a gas que se construyan logra incorporar un retraso en el plan oficial de obras, lo que a su vez permite representar parcialmente el retraso efectivo causado por la adopción de tarifas a costo marginal.

Este ajuste es deseable para no distorsionar el despacho del parque de centrales existentes, ya que atribuye un costo alternativo más exacto a la energía generada por la central El Toro. Sin embargo, este ajuste no hace nada para reducir la distorsión en las fechas de entrada de las centrales a gas.

En el caso especial en que el atraso del gasoducto ya es suficientemente grande como para haberse alcanzado el momento en que su construcción es privadamente viable, este ajuste es innecesario. En ese escenario, la aplicación de este ajuste distorsionaría el despacho de la central El Toro, y de todo el sistema.

#### 4.4. *Tarificar el gas a costo medio*

Esta opción consiste en que la tarifa de la electricidad provista por centrales a gas incluya, en lo que se refiere a precio del transporte de gas, el costo medio del gasoducto. En este caso, el costo instantáneo de despachar una central eléctrica a gas sería la suma del precio del gas en boca de pozo, el costo *medio* del gasoducto y los demás costos evitables por no operar.

Ello es compatible con la aplicación de la ley eléctrica vigente si la autoridad acepta cualquier definición que aparezca en los contratos de transporte, y las empresas

generadoras a gas estiman conveniente seleccionar esa modalidad de tarificación.

Esta opción también genera ineficiencias, que son de dos clases: distorsiones en el despacho del parque de centrales existentes, y distorsiones en la fecha de entrada de nuevas centrales.

Respecto al despacho, el sistema de despacho dejaría de considerar el costo marginal del gas en sus decisiones de en qué horas deben operar las centrales de gas, ya que considerarían el costo medio de los servicios de transporte provistos por el gasoducto. Al ser el costo marginal inferior al costo medio, las generadoras despacharían a las centrales a gas durante una fracción de las horas del año menor que la fracción socialmente óptima.

Respecto a la entrada, de lo anterior se deduce que al tarificarse el transporte a costo medio las centrales a gas serían despachadas en menos horas, por lo que demandarían bastante menos gas. Como el grueso del costo es fijo, esto eleva el costo medio de los servicios del gasoducto aún más. Dadas las escasas horas en que una central a gas sería despachada con esta tarificación, es posible que los excedentes por venta de energía, sumados a los ingresos de potencia, sean insuficientes para financiar el costo de capital de la planta a gas. En este caso se postergan las centrales a gas, lo cual es ineficiente.

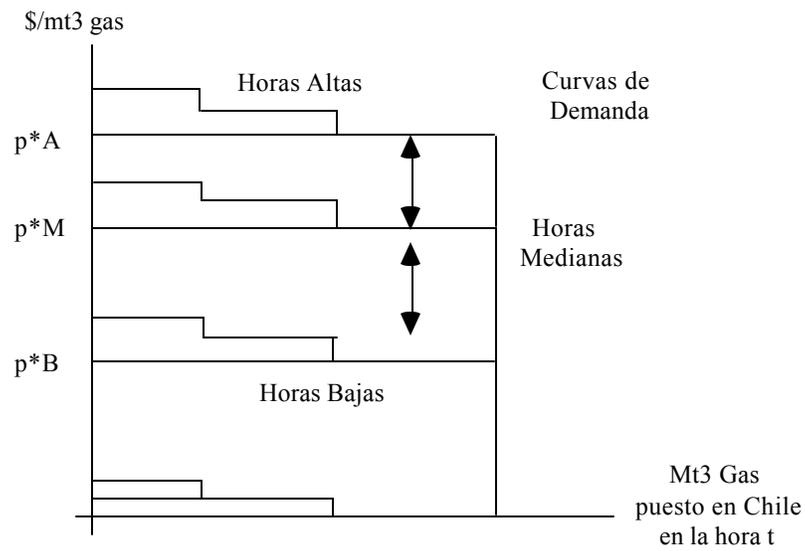
Debido a la gran importancia de las centrales a gas como usuarias del gasoducto, la construcción del gasoducto se vería postergada hasta que otros mercados del gas alcancen un mayor desarrollo. Esto puede significar, en ciertos casos extremos, que el gasoducto no se construya nunca, a pesar de que socialmente sea beneficioso hacerlo. En síntesis, esta es una modalidad de tarificación socialmente ineficiente.

#### 4.5 . *Tarificar el Gas Discriminando por Horas*

Esta alternativa es una aplicación de la idea de los precios Ramsey, en que se intenta cobrar un precio distinto a cada mercado. En este caso, el mercado se define en base a los distintos bloques horarios de producción de energía eléctrica. En las horas del año en que las centrales a gas no son despachadas (son desplazadas por otras, quizás hidro), la demanda por transporte de gas es nula.

Sin embargo, hay muchas horas en que las centrales de gas son despachadas por el CDEC siempre que su costo marginal no supere al de la central más barata de entre las no despachadas. Lo importante es que el costo marginal de las centrales a gas depende del precio de transporte de gas que cobre el gasoducto. Luego, la demanda derivada por servicios de transporte se calcula a partir de la cantidad de electricidad que el CDEC despacha a las centrales de gas a cada precio del transporte. Debido a que la oferta de electricidad horaria de las otras centrales sube en escalones discretos, el gasoducto puede subir el precio del transporte *sin reducir la cantidad vendida* hasta un nivel tal que las centrales a gas pasan a tener un costo marginal igual al de la central más barata de entre las no despachadas. A ese precio la demanda por servicios de transporte se hace muy elástica. Ese es el precio monopolístico uniforme que maximiza las utilidades del gasoducto originadas en ventas a esa hora.

GRAFICO N° 5  
 PRECIOS DISCRIMINATORIOS SEGUN HORARIO  
 (Caso con tres centrales a gas)



Si se autoriza al gasoducto, que es un monopolio, a discriminar en precios vendiendo el servicio de transporte de gas usado a distintas horas a diferentes precios uniformes, y estos precios discriminatorios son aceptados por el CDEC como parte del costo marginal de las centrales a gas, entonces hemos encontrado una nueva fuente de ingresos para el gasoducto. Esta nueva fuente de ingresos alivia el problema de la imposibilidad de que centrales a gas competitivas, accediendo a precios de transporte igualitarios entre empresas, puedan aportar fondos para cubrir el costo fijo del gasoducto, por lo que reduce o elimina el atraso del gasoducto. Podría pensarse en que la autoridad licencie un gasoducto que exhiba economías de escala significativas para discriminar en precios en forma horaria y que obligue al CDEC a aceptar esos precios para determinar los costos marginales de cada central a gas, durante un tiempo finito prefijado y calculado para

que las utilidades por discriminación financien el costo fijo del gasoducto.

El esquema propuesto es de precios Ramsey, y por ende, es un óptimo social de segundo mejor. En efecto, los precios Ramsey son precios uniformes discriminatorios, cuya recaudación se usa para financiar el costo fijo. El nivel de los precios Ramsey se elige de forma de recaudar sólo lo necesario y no de sobra. En este caso se hace lo mismo, y la recaudación se ajusta a lo estrictamente necesario, manejando la duración del período en que se permite esta discriminación de precios.

Sin embargo, esta idea es inviable tal como está presentada, porque el gas puesto en Chile puede ser acumulado por una central a gas y su uso distribuido en el tiempo. El arbitraje intertemporal vía acumulación y desacumulación de inventarios de gas impiden a un gasoducto monopólico usar esta estrategia. Nuestra propuesta se basa en esta misma estrategia, pero aplicada al mercado de la electricidad, fluido que no es acumulable y por lo tanto está exento de arbitraje.

## **5. Nuestra propuesta de Tarificación**

Nuestra propuesta para efectos de tarificar la electricidad provista por centrales eléctricas que usen infraestructura que exhiba economías de escala significativas descansa en la filosofía de los precios Ramsey. Se abandona la idea de despachar la electricidad sobre la base de un concepto único de costo alternativo. La idea es explotar el hecho de que en el caso eléctrico los dos conceptos extremos de precio eficiente, como se discutió en la sección 2.3, generan precios bastante diferentes porque la oferta sube a saltos. Se propone una reforma legal que autorice un paso transitorio de un concepto de precio a otro, para que las centrales a gas puedan captar recursos para aportar a los costos fijos de infraestructuras que exhiban economías de escala significativas a nivel del mercado, sin sacrificar la libre entrada a la actividad de generar con gas pagando tarifas de transporte

igualitarias entre empresas.

Este sistema es más complejo que el vigente, pero es más eficiente. Algo análogo ocurre con el sistema actual cuando determina el costo alternativo correcto de descargar agua de la Laguna del Laja. Ello provoca un aumento de complejidad, pero el aumento de eficiencia lo compensa.

### 5.1. *La Propuesta Operativa*

Como primera etapa, dividimos los mercados de electricidad a nivel horario. Tal como el CDEC, reconocemos que en cada hora hay un mercado separado por electricidad. Ello se debe a que no existen tecnologías baratas para mantener inventarios de electricidad a escala industrial, que podrían haberse usado para cubrir diferencias entre la oferta y la demanda en cada momento del tiempo.

La propuesta es que el costo marginal instantáneo asignado por el CDEC a cualquier central que use los servicios de transporte de un gasoducto, para una hora determinada, sea establecido en base al segundo concepto de costo alternativo, que es más alto. La idea es que se despachen las centrales del sistema en base a este otro costo alternativo para las centrales que usan los servicios de infraestructuras con economías de escala significativas, y en base al costo alternativo tradicional para las demás centrales. El costo marginal a usar en el despacho sería:

$$T_{it} = \begin{cases} (B_t - E_{it}) & \text{si } B_t \text{ existe} \\ A_i & \text{si } B_t \text{ no existe} \end{cases}$$

donde:

$T_{it}$  = costo marginal ficticio en la hora  $t$  de la Central  $i$  que usa los servicios del gasoducto. Este es el costo marginal que utilizaría el CDEC para el despacho de la central  $i$ .

$A_i$  = el costo marginal efectivo de generar un KW de energía en esa hora por la central a gas N°  $i$ , definido por la alternativa tradicional, que es no operar. Ello considera un precio del gas puesto en la central igual al verdadero costo marginal, es decir, incluye el precio del gas en boca de pozo más el costo marginal de transporte (bombeo solamente).

$B_t$  = el costo marginal de la central disponible en esa hora, que tenga el *menor* costo marginal entre las que simultáneamente cumplen con (a) no usar los servicios del gasoducto y (b) *no despacharse o despacharse parcialmente*, en esa hora. Es decir, es el menor costo marginal entre las centrales que no se despachan totalmente por estar disponibles los servicios del gasoducto.

$B_t$  *no existe* en las horas en que la presencia del gasoducto no desplaza a ninguna central. Esto ocurre en las horas en que ninguna de las centrales que usan los servicios del gasoducto es despachada.

$E_{it}$  =  $\theta_t [B_t - A_i]$ , donde  $\theta_t$  es una fracción arbitraria entre 0 y 1. Es decir,  $E_{it}$  es un porcentaje de la diferencia entre las magnitudes  $B_t$  y  $A_i$ .  $\theta_t$  debe ser una fracción pequeña y positiva, por ejemplo  $\theta = 0,05$ .

$i$  = índice de las centrales a gas;  $i = 1, 2, \dots$

$t$  = índice de las horas del año;  $t = 1, 2, \dots 8760$ .

$D^*$  = duración en el tiempo de la aplicación del costo marginal ficticio definido aquí, medido desde el inicio de la operación de la primera central que utiliza la obra que exhibe una economía de escala significativa. El valor de  $D^*$  se elige de forma que los excedentes adicionales de las centrales a gas les permitan aportar al costo fijo del gasoducto un monto tal, que haga posible su construcción en el momento óptimo. Al completarse el período  $D^*$ , la tarificación y despacho de todas las centrales afectadas vuelve a hacerse en base al costo marginal efectivo.

Esta forma de definir  $T_{it}$ , el costo marginal de la central  $i$  en la hora  $t$ , es válida para todas las horas del año. El CDEC ordenaría la operación de centrales en cada hora,

---

asignaría el costo aquí propuesto a las centrales que utilizan una obra que exhibe una economía de escala significativa, y determinaría el costo marginal instantáneo del sistema tal como lo ha hecho hasta ahora. Ese costo marginal instantáneo continuaría siendo la tarifa para compraventas entre generadores.

La interpretación económica de esta propuesta es que en las horas en que una de las centrales que usan los servicios del gasoducto es marginal, se aplica un concepto de costo alternativo más alto, por lo que suben las tarifas cobradas al consumidor. Por ello, la segunda parte de la propuesta es que se modifique el método con que se determinan los precios de nudo de la energía: la simulación de la operación óptima del sistema eléctrico debe incluir la modificación propuesta para el costo marginal asignado a las centrales a gas. Debe reconocerse que en la actualidad esa simulación de la operación se hace a un nivel de agregación trimestral (una curva de carga para cada trimestre) y no considera las eventualidades horarias, pero en valor esperado permite incorporar esa simulación.

Cabe destacar que la modificación simultánea del sistema de tarificación a nivel de CDEC y de precio de nudo es necesaria para evitar que la función de comercialización sea distorsionada.

Nuestra propuesta se puede extender también al caso en que coinciden en el tiempo los períodos de financiamiento D de dos o más infraestructuras con economías de escala significativas.

### 5.2 . *Funcionamiento de la propuesta en los distintos mercados horarios*

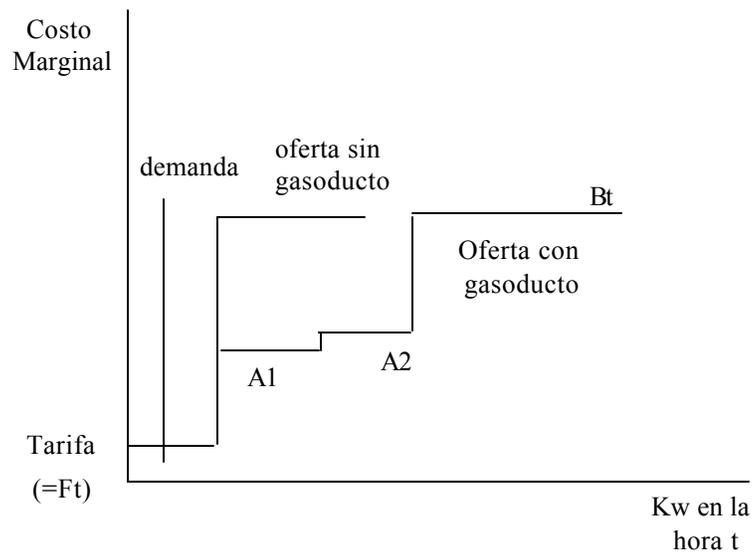
En todos los gráficos a continuación se distingue entre la curva de oferta que resulta de la incorporación de centrales a gas al sistema como consecuencia del gasoducto y la estructura de oferta que existiría si el gasoducto se retira sorpresivamente de

funcionamiento.

Existe además una tercera curva de oferta, *que no se dibuja en los gráficos*, que corresponde a la que hubiera existido de haberse conocido con amplia anticipación en el tiempo la información de inexistencia o retiro de funciones de un eventual gasoducto; esta estructura de oferta sería la que resultaría del plan de obras que surgiría bajo las condiciones señaladas. Este plan de obras, por definición, es ineficiente en relación al correspondiente cuando existe el gasoducto, en términos del costo de abastecimiento promedio anual. Sin embargo, este plan de obras implica una oferta mucho más amplia que la correspondiente al retiro sorpresivo del gasoducto. El precio al que esta tercera curva de oferta (no graficada) cortaría la demanda se indica en los gráficos siguientes con la letra " $F_t$ ".

En aquellas horas del año en que los costos  $A_i$  de todas las centrales que usan los servicios del gasoducto son mayores que los de las demás centrales requeridas para servir la demanda, las centrales a gas  $i$  no deberían despacharse para lograr eficiencia (ver Gráfico N° 6). La fórmula logra este objetivo porque el costo marginal asignado a esa central sería  $A_i$ , con lo que la central de gas no se despacha. Esta situación es socialmente deseable y el costo marginal instantáneo del sistema eléctrico es el mismo que hubiera correspondido de no adoptarse nuestra propuesta. Este también es el costo marginal en ausencia del gasoducto, como muestra el Gráfico N° 6.

GRAFICO N° 6  
HORAS EN QUE ES MARGINAL UNA CENTRAL MAS BARATA QUE  
LAS QUE USAN EL GASODUCTO



En segundo lugar analizamos aquellas horas del año en que el máximo entre las dos cantidades es Bt, es decir, el caso en que la central a gas i es relativamente más barata que las demás centrales disponibles en ausencia del gasoducto. En esas horas, nuestra propuesta no asigna el costo Ai a las centrales a gas, sino que el costo alternativo más alto:

$$Tit = Bt - Eit = Bt - \theta_t \cdot (Bt - Ai) = (1 - \theta_t) \cdot Bt + \theta_t \cdot Ai$$

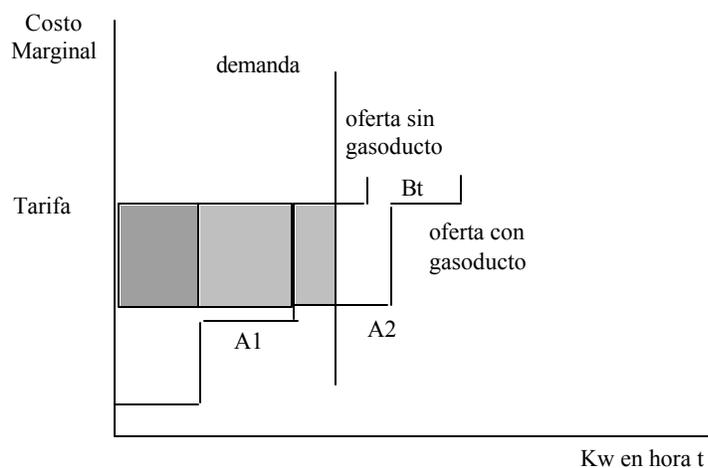
Como las distintas centrales a gas alimentadas por el gasoducto pueden tener diferente costo marginal Ai, pero un mismo costo alternativo Bt, es importante revisar cuáles centrales a gas son despachadas primero. La expresión muestra que el costo marginal asignado Tit preserva el orden de los Ai, por lo que esas centrales se despacharán

en orden ascendente de costo marginal  $A_i$  hasta satisfacer la demanda en esa hora. Esto es lo eficiente.

El despacho de las centrales a gas puede satisfacer o no toda la demanda a esa hora. La situación en que satisface a toda la demanda incluye los dos subcasos mostrados en los Gráficos N° 7a y N° 7b. El área achurada corresponde a la renta adicional que se está canalizando hacia las centrales a gas como consecuencia de nuestra modalidad de tarificación, cuyo objeto es contribuir a financiar el costo fijo del gasoducto sin postergar su construcción.

El caso A, mostrado en Gráfico 7a, supone que en caso de cerrar sorpresivamente el gasoducto, la oferta de la siguiente central más cara hubiera sido suficiente para cubrir la demanda. Una vez que haya mucha capacidad en las centrales a gas, esta situación será poco probable.

GRAFICO N° 7A  
HORAS EN QUE UNA CENTRAL DE GAS ES MARGINAL : CASO A



El hecho de que  $E_{it} > 0$  asegura que al menos una central que usa los servicios del gasoducto se despache en esa hora.

El área de puntitos indica la renta que se transfiere a otras centrales, que no usan los servicios del gasoducto, por el hecho de adoptarse el sistema de tarificación propuesto. Su destino se discute más adelante.

El subcaso B, mostrado en el Gráfico 7b, ocurre cuando en caso de retirarse sorpresivamente el gasoducto, la oferta de la siguiente central más cara, por sí sola, NO es suficiente para cubrir la demanda insatisfecha.

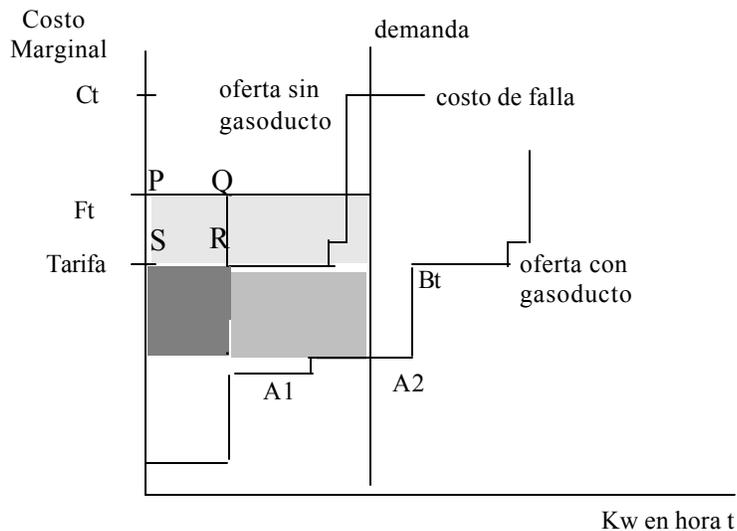
Esta situación es muy probable que se produzca una vez que exista mucha capacidad en el conjunto de las centrales que usan los servicios de un gasoducto grande. Nuestra propuesta *no es* asignar en esas horas como costo alternativo el costo marginal que hubiera tenido el sistema de cerrar sorpresivamente el gasoducto, que sería muy alto ( $C_t$ ) según muestra el Gráfico 7b, sino que es asignar solamente el costo  $B_t - E_{it}$ , que es más bajo.

Esta característica de nuestra propuesta acota la transferencia de recursos hacia las centrales que usan los servicios del gasoducto. Además, presenta tres ventajas: (a) evita tener que considerar un plan de obras alternativo en ausencia del gasoducto, lo que reduce la complejidad operativa; (b) evita un despacho ineficiente; y (c) asegura que los consumidores ganen respecto a la situación actual.

Desde el punto de vista de los consumidores, la ganancia que éstos tengan como consecuencia de nuestra propuesta, durante el período en que la construcción del gasoducto hubiera estado retrasada de haberse continuado con la tarificación tradicional, se representa por el área tejida. Recordemos que  $F_t$  se define como la tarifa que hubiera prevalecido si no se hubiera construido el gasoducto y se hubiera desarrollado un plan de

obras alternativo. Este plan de obras alternativo habría dado origen a una tercera curva de oferta (que no se dibuja), la que al ser más baja que la curva que considera retiro sorpresivo del gasoducto, cortaría a la demanda a un nivel como el representado por la tarifa  $F_t$ .

GRAFICO N° 7B  
HORAS EN QUE UNA CENTRAL DE GAS ES MARGINAL : CASO B



Respecto a las centrales inframarginales en las horas descritas por el Gráfico 7b, el efecto de nuestra propuesta sobre sus ingresos es ambiguo. Por una parte, una vez que el gasoducto esté construido, ganan el área de puntitos respecto a una política de tarificación que use exclusivamente el concepto de costo marginal más bajo. Pero, por otra parte, la política de tarificación a costo marginal efectivo posterga la construcción del gasoducto, lo que induciría otro plan de obras y haría aplicable la tarifa  $F_t$ ; en este caso, las centrales inframarginales perderían el área PQRS durante la duración de la demora.

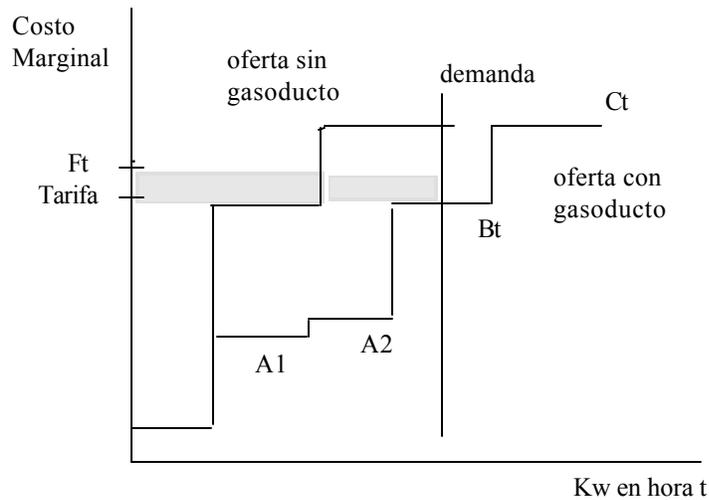
También ocurrirá un tercer caso, mostrado en el Gráfico 8. En este caso, correspondiente a las horas de mayor demanda del año, se despachan todas las centrales

que usan los servicios del gasoducto e incluso algunas con costo marginal más alto que todas ellas. En esas horas, el costo marginal instantáneo del sistema no es influenciado por el concepto de costo alternativo que se aplique a las centrales a gas. Sin embargo, la disponibilidad del gasoducto reduce las tarifas, porque el parque de centrales disponibles es más amplio al incluir centrales a gas.

El área tejida del Gráfico 8 muestra la ganancia de los consumidores por efecto de la disponibilidad del gasoducto en esa hora, ya que esto permite que ellos consuman a un precio como  $B_t$ , en lugar de  $F_t$ , que es el que habrían tenido que pagar de no haber existido gasoducto y de haberse desarrollado un plan de obras alternativo.

En rigor, el costo del Kw provisto por la central marginal bajo el escenario de plan de obras alternativo ( $F_t$ ) podría ser menor que  $B_t$  para determinadas horas, lo que haría que los consumidores tuvieran una pérdida en dichas horas. Sin embargo, en el promedio de las horas, el plan de obras alternativo *debe* dar origen a centrales marginales de *mayor* costo marginal que  $B_t$ . En efecto, de no ser así, la central  $B_t$  del Gráfico no habría entrado sino que habría sido desplazada por otra central más barata.

GRAFICO N° 8  
HORAS EN QUE UNA CENTRAL MAS CARA QUE LAS DE GAS ES MARGINAL



Nótese que el despacho eficiente *no se hubiera logrado* si en el diseño de nuestra propuesta se hubiera reemplazado al costo marginal Bt por Ct. Bt corresponde al costo de generar con la central que tiene el menor costo marginal entre las que no se despachan por existir el gasoducto, mientras que Ct corresponde al costo de generar con la central que resulta marginal si el gasoducto cierra en forma sorpresiva. De haberse reemplazado Bt por Ct, el despacho resultante hubiera sido ineficiente en el tipo de horas mostradas en el Gráfico 8, porque en esas horas del año el CDEC le habría dado prioridad a la central con costo Bt por sobre una central a gas con costo ficticio Ct - Eit (pero con costo efectivo  $A_i < B_t$ ). Luego, la ganancia de los consumidores mostrada en el Gráfico N° 8 es una consecuencia necesaria de un despacho eficiente.

### 5.3 . *Optimalidad Social de Nuestra Propuesta*

A continuación se describe el vínculo de esta proposición con los precios Ramsey y, por ende, su optimalidad social.

Suponiendo que la elasticidad precio de la demanda final por electricidad es cero, que el gas se usa con coeficientes fijos en la producción de electricidad y que el gasoducto presta servicios con coeficientes fijos a cada unidad de gas, entonces la demanda derivada por transporte de gas cuando la central a gas está en la base del sistema, o cuando ella es la central marginal, es también totalmente inelástica al precio.

En esas horas, el concepto de precio Ramsey es cobrar una mayor proporción del costo fijo del gasoducto a las generadoras, lo que significa *subir el costo aparente de la central a gas*, es decir, se debe actuar como si el costo marginal uniforme de esa central por unidad de potencia -en esa hora- fuera mayor del que realmente es.

La mantención de la eficiencia del despacho exige no subir el costo marginal asignado por sobre el costo alternativo más alto. En efecto, una vez que el precio de generar electricidad con centrales a gas iguala el precio de una central que no está siendo despachada -por ejemplo, al costo marginal de generar con carbón-, la elasticidad precio de la demanda por servicios de transporte de gas *se hace infinitamente elástica*, indicando esto que si el precio del gas supera a este punto, la demanda de servicios de transporte de gas por parte de las generadoras activas en esa hora será cero, porque no serán despachadas.

Luego, este otro concepto de costo alternativo establece un precio máximo potencial para el precio tipo Ramsey para el gas; éste será aquel que haga que el costo de generar con centrales a gas sea igual al costo de generar con centrales que tienen los menores costos marginales entre las que no se despachan por existir el gasoducto, menos E. Esto significa que bajo la modalidad de tarificación propuesta, los generadores a gas

lograrán ingresos adicionales, que les haría posible financiar una parte de los costos fijos del gasoducto. Esta política es la que permite definir el máximo aporte que el sector eléctrico puede hacer para financiar los costos fijos del gasoducto, lo que obviamente aumenta la probabilidad de que el gasoducto se construya en el momento socialmente óptimo.

#### 5.4. *Efectos redistributivos de nuestra propuesta*

Los consumidores ganan con nuestra propuesta, porque ella permite reducir el valor presente de los costos totales de satisfacer la demanda, en la medida que se elija  $D^*$  de la forma óptima anteriormente planteada en 5.1. Los dueños de las nuevas centrales de cualquier tipo y los dueños del gasoducto no ganan con la adopción de nuestra propuesta, porque la competencia en la entrada sigue imponiendo utilidades normales en cualquier escenario.

Los dueños de las centrales ya establecidas reciben una renta adicional durante el período  $D^*$ , porque las tarifas de las centrales a gas son mayores con nuestra propuesta. Por ejemplo, en el Gráfico 7a, el área de puntitos indica la renta que se transfiere a centrales que no usan los servicios del gasoducto. Sin embargo, de no adoptarse nuestra propuesta, se posterga el gasoducto, lo que eleva las tarifas en horas como las indicadas en los Gráficos 7b y 8. Las centrales ya establecidas pierden esas rentas si se adopta nuestra propuesta. En definitiva, el efecto de nuestra propuesta sobre el valor presente de las utilidades de estas centrales es ambiguo. Para algunas empresas establecidas ésta puede tener impacto neto positivo y para otras negativo.

Se podría pensar en diseñar una propuesta similar a la nuestra pero más efectiva, que transfiriera sólo a las centrales a gas las rentas extraídas a los consumidores, sin que parte de esas rentas fuera captada por centrales ya existentes, con lo que éstas sufrirían un impacto neto negativo sin ambigüedades. Sin embargo, ello requeriría abandonar el

---

principio de precio único de la electricidad en cada momento del tiempo, que ha sido una de las bases del sistema chileno, en favor de un sistema de precios discriminatorios. Ello significaría pagar a las centrales a gas un precio promedio mayor que el previsto por nuestra propuesta, y a las demás centrales pagar el costo marginal simple del sistema.

Las dificultades políticas y prácticas de ese enfoque son importantes. Por ejemplo, aparecerían incentivos perversos a retirar de la oferta de electricidad a algunas centrales existentes -de costo marginal menor que las de gas- para que las centrales a gas de los mismos dueños vendan más. La recomposición de la oferta -en un contexto de obligatoriedad del despacho- todavía puede lograrse aumentando artificialmente el período de mantención de las centrales existentes.

Otra proposición que podría hacerse es modificar el precio de nudo y el costo marginal instantáneo de la misma forma que lo hace nuestra propuesta, pero con la diferencia que las rentas adicionales que genera la tarificación a costo marginal ficticio -en relación al costo marginal efectivo- sean recaudadas por el Estado para ser destinadas a financiar el gasoducto<sup>12</sup>. Es decir, en esta modalidad el Estado recaudaría bajo la forma de impuestos las rentas adicionales -que de acuerdo a nuestra propuesta habrían recibido las centrales inframarginales y las centrales a gas-, las que destinaría al financiamiento del gasoducto.

Los méritos de esta opción serían que al no transferirse rentas adicionales a las centrales inframarginales, el financiamiento del costo del gasoducto tomaría menos tiempo,

---

<sup>12</sup>Una modalidad como la descrita modificaría también las fechas de entrada de nuevas centrales distintas a las de gas, ya que los privados para sus decisiones de inversión tomarían en cuenta el precio neto que reciben, que en este caso correspondería al de la tarificación a costo marginal efectivo y no al ficticio, como ocurriría con nuestra propuesta. El plan de obras que surge de esta modalidad sería más eficiente, bajo el supuesto de que el Estado recauda todas las rentas adicionales que se obtienen de tarificar a costo marginal ficticio y es capaz de comprometer toda esa recaudación para financiar la infraestructura que presenta economías de escala significativas, sin ningún tipo de interferencias de origen político.

siendo por tanto menor el  $D^*$  y mayor el beneficio que recibirían los consumidores en términos de valor presente. Sin embargo, habría que contrastar estos beneficios con los costos potenciales que podrían derivarse de una mayor injerencia del Estado en lo que se refiere a la construcción de grandes obras de infraestructura que generan economías de escala significativas. En efecto, el Estado tendría que llamar a licitación para la construcción de un gasoducto, lo que, junto con exigir el detalle de un conjunto de especificaciones, sería vulnerable a la presión política<sup>13</sup>.

## **6. Evaluación Comparativa de Nuestra Propuesta**

En esta sección se contrasta nuestra propuesta con la opción de tarificar a costo marginal simple o efectivo. Se consideran escenarios en que estos costos marginales son crecientes, sea por la existencia de problemas de abastecimiento de gas en boca de pozo o porque el gasoducto tiene restricciones de capacidad, sean éstas de origen natural o artificial. También se consideran escenarios en que los costos marginales en el largo plazo son constantes para cualquier volumen de producción, lo que equivale a decir que el costo marginal del gas es siempre constante porque no se enfrentan restricciones -naturales ni artificiales- que cambien las condiciones de abastecimiento de gas en boca de pozo y el acceso al gasoducto.

---

<sup>13</sup> Para esta discusión resulta útil revisar algunas de las consideraciones que se presentaron en la sección 3.4.

## 6.1. Una comparación con la Tarificación a Costo Marginal Simple

Escenarios para la capacidad del gasoducto y para la oferta de gas	Método de Tarificación Utilizado	
	Costo Marginal Simple	Nuestra Propuesta
Ninguna restricción (natural ni artificial) a la capacidad del gasoducto ni a la oferta de gas	Nunca entra el gasoducto porque la estructura de costo marginal constante no permite financiar el tubo. La demora es <b>infinita</b> . Este método es muy ineficiente.	Permite construir el gasoducto en el momento eficiente.
Sólo hay restricción natural. Hay costos marginales crecientes del gas. Un ejemplo es cuando la curva de oferta en boca de pozo es creciente.	Tarificar a costo marginal es ineficiente, porque implica un atraso <b>finito</b> del gasoducto.	Nuestra propuesta es eficiente porque evita ese atraso.
Caso Especial: El momento óptimo de construcción del gasoducto ya se cumplió.	Esta forma de tarificación es socialmente eficiente.	Nuestra propuesta es igualmente eficiente porque corresponde elegir $D^* = 0$ .
Hay restricción artificial al acceso a los servicios del gasoducto. El Costo Marginal aparente del transporte + boca de pozo no es el real, y las empresas gestoras del gasoducto limitan la entrada de nuevos competidores que generan con gas.	El gasoducto es sub utilizado. Entrada del gasoducto puede atrasarse o adelantarse <sup>14</sup> . Esta tarificación no evita estas ineficiencias.	Aplicar nuestra propuesta no empeora las cosas respecto a tarificar a costo marginal simple. Tampoco las mejora, en ausencia de otras medidas.

En términos generales, nuestra propuesta del tipo Ramsey induce soluciones socialmente más eficientes, o no tiene efecto, según sea el caso. Esto será así tanto para los escenarios en que no hay ningún tipo de restricción, como para los escenarios con

<sup>14</sup>Para una discusión sobre los incentivos a acelerar la entrada para consolidar posiciones oligopólicas, ver Eaton, B. C. y Lipsey, R. (1979). También podría haber incentivos a postergar la entrada, para defender la renta de las centrales inframarginales.

restricciones naturales y aquellos con restricciones artificiales. Aun si el gasoducto ya está considerablemente atrasado respecto a su momento óptimo de construcción, nuestra propuesta es capaz de replicar la asignación eficiente eligiendo  $D^* = 0$ .

Los escenarios en que hay restricciones artificiales que inducen estructuras de costos marginales crecientes se caracterizan por inducir soluciones ineficientes desde el punto de vista de la asignación de recursos. Una de las recomendaciones que se deducen es prohibir las maniobras que tiendan a establecer restricciones artificiales al acceso igualitario de las empresas a los servicios del gasoducto o a la compra de gas en boca de pozo.

Sin embargo, es importante determinar si la adopción de nuestra propuesta agravaría esas fuente de ineficiencias eventuales en comparación con un marco regulatorio en que se tarifica a costo marginal. Encontramos que si la autoridad permite restricciones artificiales a la capacidad o al uso del gasoducto y entrega a las empresas libertad para definir el costo marginal de las centrales a gas, las empresas no pueden obtener ganancias adicionales explotando nuestra propuesta ni pueden aumentar la ineficiencia gracias a ella. El motivo es que, al gozar de la capacidad de maniobra descrita, las empresas pueden obtener por sí solas las mismas rentas que les transferiría nuestra propuesta y aún más.

Para ver esto, analicemos las horas del año en que una central de gas es marginal, mostrada en el Gráfico N° 7b. En ese escenario, la posibilidad de poner barreras a la entrada a las centrales de gas independientes se traduce en una capacidad de evitar traslados a la derecha del tramo vertical A2Bt de la curva de oferta. La posibilidad de reportar libremente el costo marginal de transporte se traduce en una capacidad de trasladar hacia arriba el tramo horizontal A1A2 de la curva de oferta. Nuestra propuesta de subir la tarifa hasta el nivel Bt durante un período de duración  $D^*$  no aporta nada adicional a empresas que cuenten con esas capacidades, porque ellas pueden imponer lo mismo por su cuenta, pero por una duración infinita, lo que aumenta sus utilidades. El Gráfico 7b muestra que lo que

realmente restringe a las empresas es la posible entrada de nuevos generadores a carbón, que fija un precio máximo de Bt a la potencia vendida en esa hora. La amenaza de entrada y otras formas de competencia son las que realmente limitan a las empresas, siendo la normativa propuesta un factor no limitante.

#### 6.2. *Los puntos de intervención de la autoridad*

Para implementar nuestra propuesta, la autoridad sólo debe intervenir en la definición de un marco institucional específico y en la definición de algunos parámetros sencillos. Las regulaciones que se adopten en esta materia están sujetas a los clásicos problemas que enfrenta la regulación, que se refieren a las posibilidades de comportamientos discrecionales y abusivos de parte del sistema político, y a las oportunidades de corrupción de los políticos por parte de las empresas del sector. Estos problemas muchas veces arrojan un saldo negativo, en el sentido de que los costos del proceso de regulación terminan siendo superiores a sus beneficios.

Sin embargo, dado el desarrollo institucional que ha alcanzado Chile, y la simplicidad de la intervención requerida que caracteriza a nuestra propuesta, nos parece útil evaluar la posibilidad de construir un marco institucional lo suficientemente robusto como para reducir esos riesgos a niveles moderados.

Un segundo aspecto a verificar es que la adopción de la regulación propuesta imponga costos administrativos adicionales directos claramente inferiores a las ganancias sociales esperadas por mayor eficiencia. En nuestra opinión, creemos que esto es así, porque el CDEC debiera poder adoptar nuestra propuesta sin incurrir en mayores costos administrativos.

---

Para efectos de las evaluaciones sugeridas, es útil destacar el escaso número de los puntos en que la autoridad *debe intervenir* en caso de adoptarse nuestra propuesta. Ellos son:

- a) Debe definir cuándo las economías de escala serán consideradas como significativas y cuándo no significativas. Nuestra propuesta está reservada sólo para aquellos casos en que haya economías de escala significativas a nivel del mercado. El ideal sería que existieran reglas claras e impersonales que cubrieran todos los casos, tales como gasoductos, plantas de procesamiento nuclear, y otras. Sin embargo, en esta materia es muy difícil explicitar reglas generales que aseguren definiciones correctas, por lo que alguna autoridad debe intervenir.
- b) Duración del esquema transitorio de tarifas más altas ( $D^*$ ). Una vez cumplido el plazo  $D^*$ , desaparece el recargo ficticio al costo marginal de las centrales a gas. Ello se puede implementar definiendo por ley que el coeficiente  $\theta$  deba ser pequeño, quizás 0,05 durante el período  $D^*$ , para aumentar después a 1,00 una vez completado el período  $D^*$ .

La duración  $D^*$  determina el valor presente de los fondos adicionales que nuestra propuesta permite recaudar al sector eléctrico. Si con estos fondos, más los aportados por los distribuidores de gas y otros usuarios, el gasoducto se financia, entonces se habrá logrado una oportunidad socialmente óptima para las inversiones en centrales de gas (plan de obras óptimo). Si no requiere esos fondos para financiarse, basta con elegir  $D^* = 0$ .

Para lograr que los consumidores sean quienes obtengan la reducción del valor presente de los costos totales de generación y obras anexas, se requiere que  $D^*$  sea el menor posible, consistente con la construcción de la obra en la fecha óptima. Así, se asegura que esta modalidad de tarificación sea más conveniente para los consumidores que la modalidad vigente (costo marginal simple).

$D^*$  puede ser determinado en base a estimaciones numéricas de los recursos involucrados. Sin embargo, estas estimaciones dependen de supuestos, que a su vez son vulnerables a las presiones. Desde luego, otro peligro es que los productores y el sistema político se coludan en elegir un  $D^*$  infinito cuando ello no se justifica.

El desafío entonces es diseñar un marco institucional que pueda determinar  $D^*$  en forma imparcial. Si bien esta tarea no es fácil, no es imposible. Una prueba de que esto es viable, la constituye la operatoria del actual modelo chileno de regulación eléctrica, en lo que se refiere a aspectos tan complejos como la determinación del costo de oportunidad del agua embalsada en la Laguna del Laja.

---

**BIBLIOGRAFIA**

- Braeutigam, R. (1989), "Optimal Policies for Natural Monopolies", Capítulo 23 en *Handbook of Industrial Organization*, editado por R. Schmalensee y R. Willig, North Holland.
- Eaton, B.C. y Lipsey, R (1979), "The Theory of Market Preemption: The Persistence of Excess Capacity and Monopoly in Growing Spatial Markets" *Econometrica* 47, pags. 149-158.
- Fontaine, E. y S. Valdés (1990), "Libre Competencia y Autorización a Concesionarios Locales para Operar en Larga Distancia", Documento de Trabajo N° 127, Instituto de Economía U. Católica, septiembre.
- Gallick, E. (1993), *Competition in the Natural Gas Pipeline Industry: An economic policy analysis*, Praeger, Westport, Connecticut.
- Laffont, J.-J. (1994), "The New Economics of Regulation Ten Years After", *Econometrica*, 62, N° 3 (mayo), p. 507-538.
- Rainieri, R. (1994), "Gas Pipeline Transportation: Ex-ante increasing returns to scale with sunk costs", mimeo, Depto. de Ingeniería de Sistemas, U. Católica de Chile, mayo.
- Willig, R. (1994), "Public versus Regulated Private Enterprise", Proceedings of the World Bank Annual Conference on Development Economics 1993, suplemento a *World Bank Economic Review*, p. 155-170.