

TARIFICACION ELECTRICA EN PRESENCIA DE ECONOMIAS DE ESCALA: DIFERENCIACION HORARIA

FERNANDO COLOMA C.*
SALVADOR VALDÉS P.**

ABSTRACT

Electricity tariffs based on marginal-cost pricing allow efficient operation and investment decisions provided technology exhibits constant or decreasing returns to scale. This paper analyzed the case of an infrastructure -a natural gas pipeline- that exhibits increasing returns to scale and can serve several independent electricity generators. As electricity tariffs in Chile are set according to marginal cost, and in the case of natural gas-based generators this includes just the marginal transport cost through the pipeline, we find that competitive generators are unable to obtain rents that may be passed along to the builders of the pipeline to cover their fixed cost. This causes an inefficient delay in the entry date of the pipeline. The paper proposes a modification of marginal cost pricing that alleviates this delay without distorting operation nor investment decisions.

1. INTRODUCCIÓN Y 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 uso común por parte de varios

*

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.

Versiones preliminares de este trabajo fueron presentadas en un Seminario realizado en el Instituto de Economía en junio de 1995 y en la Primera Reunión Anual del Latin American Economic Association realizada en octubre de 1996 en el ITAM, Ciudad de México.

Agradecemos los comentarios de Patricio del Sol, Carlos A. Díaz, Ronald Fischer, Ernesto Fontaine, Celso González, Ricardo Paredes, Ricardo Rainieri, José Miguel Sánchez, Gert Wagner, Glenn Westley y de dos árbitros anónimos. Ellos no son responsables del contenido de este trabajo.

generadores eléctricos independientes. Nuestra propuesta induce al sector privado a tomar decisiones más eficientes en cuanto a la construcción de esas grandes infraestructuras.

El tema ha cobrado relevancia en Chile a propósito de la llegada del gas natural desde Argentina y de la construcción del gasoducto necesario para su traslado. Sin perjuicio de que el interés de nuestro trabajo va más allá del gasoducto, porque es aplicable a cualquier escenario en que haya grandes costos fijos asociados a determinadas infraestructuras de generación eléctrica, nuestro análisis se centra en el caso del gasoducto. Este gasoducto es parte del sector eléctrico, ya que un alto porcentaje de los servicios de transporte provistos por él en los próximos 20 años serán utilizados por empresas de generación eléctrica¹. Sólo una pequeña fracción de esos servicios será utilizada por quienes distribuyan gas para uso industrial y residencial.

La evidencia sugiere que el gasoducto es una inversión socialmente conveniente, porque el valor de la reducción en las tarifas eléctricas 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 esquema tarifario actual, a menos que se acepte una demora ineficiente en esta inversión.

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. En esta negociación, la disposición a pagar de los generadores depende crucialmente de la regulación tarifaria en el sector eléctrico.

En Chile, la tarifa eléctrica a nivel de generación, es decir el precio de nudo, considera separadamente un precio para la potencia y un precio para la energía. El criterio básico de tarificación de energía usa el concepto de costo marginal de corto plazo asignado al parque de plantas generadoras en un modelo de simulación². Este modelo no asigna los costos eficientemente cuando existe un insumo - los servicios de un gasoducto bien dimensionado - que exhibe economías de escala cuando está sirviendo a un conjunto de centrales eléctricas que son marginales, es decir, que determinan en conjunto la tarifa eléctrica del sistema. El método de cálculo de la tarifa eléctrica no reconoce que los costos marginales sociales de transportar gas son inferiores al costo medio de transporte.

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. Además, lo ideal es que se instale en la fecha socialmente óptima 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 en su definición estricta es muy pequeño. Además, la libertad de entrada a la generación con centrales a gas, esto es, 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. La visión tradicional de que

¹ 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.

² La tarifa de potencia se describe más adelante. Ella se determina utilizando el criterio de costo marginal de largo plazo.

la entrada del gasoducto reduce el nivel de las tarifas eléctricas es correcta, pero encontramos que además el sistema de tarificación chileno atrasa la entrada del gasoducto respecto a la fecha socialmente óptima. El que en 1995-87 se haya construido en Chile un gasoducto bajo el sistema de tarificación imperante en modo alguno debilita este punto, ya que, como se muestra en el trabajo, hay otras situaciones que pueden explicar este resultado.

Nuestro trabajo propone una alternativa más eficiente de tarificación eléctrica, que requiere modificar el método de cálculo de los precios de nudo³. 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, debida 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 centrales⁴; y (iii) no distorsionar la fecha de construcción del gasoducto (la infraestructura que presenta un gran costo fijo). También se argumenta que otros métodos propuestos recientemente fracasan en lograr simultáneamente estos objetivos. Con nuestra propuesta, los impulsores de un gasoducto podrían restringir en menor grado el acceso a sus servicios a futuras centrales a gas y todavía conseguir el compromiso de compra de los clientes de generación eléctrica. Por ello, los consumidores resultarían beneficiados en términos de valor presente.

La metodología tarifaria propuesta es general, es decir, permite administrar más eficientemente cualquier situación de economías de escala significativas. Su aplicación más evidente es en regiones con sectores eléctricos relativamente pequeños, donde las economías de escala son significativas con mayor frecuencia, como el SING en Chile. También se puede aplicar al financiamiento de una eventual línea de transmisión en corriente continua desde Aysén a Santiago, utilizada por varias centrales hidroeléctricas.

2. ANTECEDENTES CONCEPTUALES

Esta sección resume los antecedentes utilizados en el trabajo. Se incluye una descripción general del sistema vigente en Chile de tarificación eléctrica al nivel de generación. También se describen las características especiales del mercado chileno de generación eléctrica, en función de aquellos aspectos que están 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*⁵

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

³ Sin embargo, nuestro análisis se hace en base a los precios horarios del CDEC para ilustrar la naturaleza del problema en forma más simple. En todo caso, el esquema de tarificación diferenciado que se propone se adapta fácilmente al cálculo de los precios de nudo utilizando los factores de carga correspondientes.

⁴ Este resultado es válido bajo la restricción de que el Estado no participe en la construcción de esa infraestructura. Esta restricción se justifica porque el Estado no es siempre benevolente y debe atender a los incentivos políticos.

⁵ Una buena descripción del sistema tarifario se puede ver en Haindl (1996).

cada hora del año está sujeta a tarifas que se establecen, en lo esencial, de acuerdo al siguiente mecanismo:

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

Aquí sólo se discuten los precios de nudo.

- b) Los precios de nudo de la energía son tarifas fijadas por el Estado y aplicadas al suministro de energía de empresas generadoras a empresas distribuidoras. En Chile, el criterio básico de tarificación de energía en generación-transmisión usa el concepto de costo marginal de corto plazo, y para evitar las bruscas fluctuaciones de corto plazo en los precios de la energía eléctrica, se promedian los costos marginales esperados de los próximos 4 años.

La tarificación de la energía en el Sistema Interconectado Central de Chile (SIC) es una de las más complejas a nivel mundial, al tratarse de un sistema basado en la generación hidroeléctrica con capacidad de regulación interanual. En años hidrológicos normales, alrededor del 80% de la energía generada es hidroeléctrica, siendo el resto generado por centrales a carbón y turbinas a gas de petróleo. Entre la generación hidroeléctrica, destaca la del Lago Laja, cuya capacidad de regulación interanual es una fracción significativa del consumo anual de energía, característica que hace que el costo marginal de la energía dependa de la gestión de las aguas del Lago Laja.

El precio de la energía se determina mediante un modelo matemático de programación dinámica, que permite evaluar la gestión óptima del Lago Laja. Dicho modelo requiere los siguientes datos: la evolución del consumo eléctrico futuro, el programa de instalación de nuevas centrales (plan de obras), los costos variables de operación de las centrales, los costos de racionamiento, la estadística de generación de las centrales actuales y futuras y el *stock* inicial de agua del Lago Laja. El modelo permite obtener los costos marginales esperados futuros del SIC. Se calcula semestralmente el promedio ponderado de estos valores para los próximos 4 años, utilizando como factor de ponderación la energía actualizada. El valor resultante es el denominado precio de nudo básico de energía, el cual se utiliza para tarificar los suministros de energía efectuados desde el SIC a las empresas distribuidoras.

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y los Sistemas Aislados de Aysén y Magallanes poseen una mecánica de tarificación mucho más simple, ya que se trata de sistemas basados en generación térmica, sin la incertidumbre hidrológica.

El precio cobrado a los grandes usuarios (potencia instalada superior a 2 MW) es libre, ya que la ley supone que su capacidad de negociación es más alta y, además, tienen la posibilidad de autoproveerse de energía. Con el fin de que los precios regulados obedezcan a las tendencias del mercado, el artículo 101 del DFL

1/82 dispone que los precios de nudo no deben diferir en más del 10% de los precios libres.

- c) El precio de nudo de la potencia de punta se fija a partir del costo marginal de largo plazo de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico con las unidades generadoras más económicas, para suministrar potencia solamente durante las horas de demanda máxima (*peak*) anual del sistema eléctrico. La potencia marginal durante el *peak* es provista usualmente mediante una turbina de gas de petróleo.
En consecuencia, la tarifa de potencia a nivel de generación se calcula como la suma de los costos de operación y capital requeridas para instalar 1 KW de potencia adicional con una turbina de gas de petróleo.
- d) El "costo marginal instantáneo" de la energía en el sistema es una tarifa fijada por el CDEC, Centro de Despacho Económico de Carga, para cada hora, tomando en cuenta las situaciones coyunturales efectivamente ocurridas. El CDEC hace una programación o "despacho" semanal y la ajusta en emergencias. El sistema obligatorio de despacho del parque de centrales existentes, manejado por el CDEC, opera de la siguiente forma:
- 1) Se determina cuáles son las centrales que podrían generar electricidad en una hora determinada, y con cuánta potencia puede contribuir cada una. En base a datos técnicos y de precios de insumos se determinan los costos marginales de producción por MW de cada central identificada aquí.
 - 2) En el caso de una central hidroléctrica de capacidad de embalse muy grande (El Toro, que se abastece con el Lago 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.
Otra consecuencia de este ajuste, es que el sistema tarifario chileno no permite que ninguna central miembro del CDEC pueda obtener utilidades realizando arbitraje intertemporal, que consiste en guardar agua en las horas de bajo precio para descargarla en las de alto precio.
 - 3) 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 marginal de satisfacer toda la demanda por electricidad. Ese es el "costo marginal instantáneo" *del sistema* a esa hora.
El "costo marginal instantáneo" del sistema, fijado por el CDEC para cada hora, es también la tarifa única para 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 que ofrece el Sistema Interconectado bajo condiciones de seguridad mucho mayores

a los distribuidores y está sujeto al precio de nudo. El precio de nudo es una tarifa máxima, que es la que rige en la práctica para la compraventa de energía a firme.

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.

- e) El sistema de tarificación 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. El sistema de tarificación sí considera el crecimiento de la cantidad demandada a través del tiempo, factor que tiende a elevar las tarifas en ausencia de nuevas inversiones.
- f) 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 para 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:

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

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]
P_E^C	= precio de la energía según contrato. Este podría ser el precio de nudo de la energía o el costo marginal instantáneo fijado por el CDEC para cada hora.
$CM_{g_h}^{central}$	= costo marginal <i>para esta central</i> de producir energía en la hora h [\$/Kw].
I_{pot}	= potencia "a firme" de las instalaciones. $I_{pot} = \text{Max}_h\{I_h\}$ [Kw].
PNP_{pot}	= precio de nudo por la potencia de punta, 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, la postergación de la entrada 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.

Además, la rivalidad entre unas pocas empresas con proyectos de central "grande" tiende a adelantar la entrada. En un contexto de pocos rivales, 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 muestra 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 a

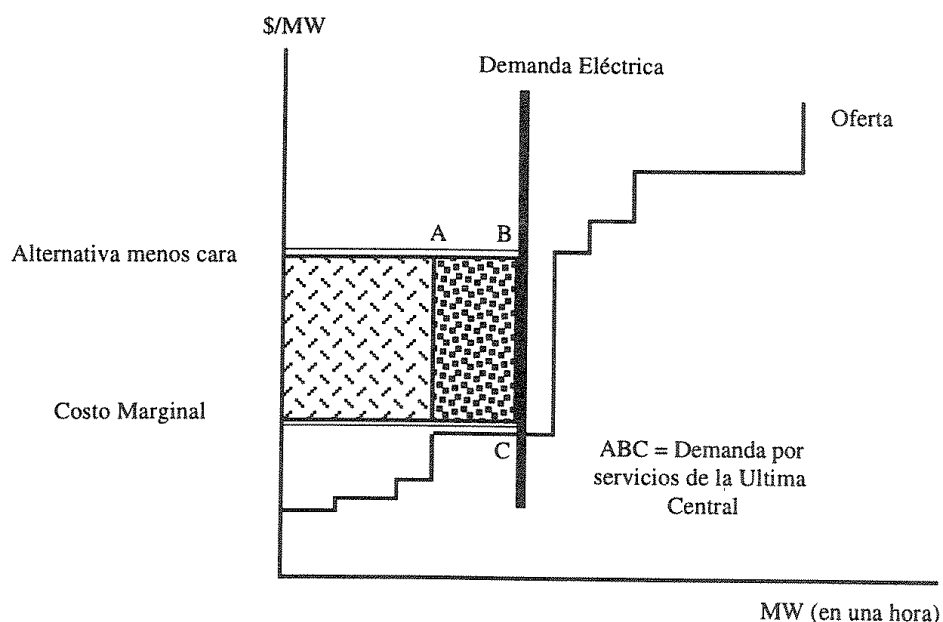
un aumento de los costos totales, que superen los posibles aumentos en el excedente de los consumidores. Las tendencias a adelantar la entrada pueden ser más significativas que las tendencias a demorar la entrada.

- g) Este esquema de tarificación-inversión 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 Precios eficientes para el despacho de las centrales eléctricas

Si aceptamos el modelo de regulación eléctrica en que se supone que la demanda es insensible al precio, existe un conjunto de tarifas para el CDEC que son *igualmente eficientes* desde el punto de vista del despacho voluntario del parque de centrales existentes⁶. 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



6

Cuando la demanda es insensible al precio, las tarifas eficientes son aquellas que permiten abastecer la demanda a mínimo costo. 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.

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, cuando 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 generaría señales ineficientes para la inversión. Por esto, la ley chilena ha fijado la tarifa del CDEC dentro de ese rango eficiente, y en particular, eligió el precio más bajo 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 otros mercados, 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 1982⁷. 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.

3. PRECIOS PARA UN GASODUCTO, O DE UNA INFRAESTRUCTURA DE GRANDES COSTOS FIJOS

Principios de definición de precios

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.

A pesar de ser un servicio de consumo no rival mientras no haya congestión, los servicios de transporte de gas no constituyen un bien público, porque se trata de un servicio en que es muy barato excluir a cualquier consumidor que no pague la tarifa asignada. Es así 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 exhibidas 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 varias

7

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

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.

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 dan muchos usuarios al gas. Como la capacidad de transporte está copada en el mes de julio, y el costo de almacenar gas no es despreciable, resulta que el servicio de transporte en el mes de 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 grupo de clientes.

Si hay sustitución perfecta, ya sea en oferta o en demanda, volvemos al caso uniproducto. *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 tubo⁸. Esto significa que en las primeras décadas, la amplia capacidad asegura sustitución perfecta en la oferta de servicios de transporte a lo largo del año⁹.

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.

Economías de escala significativas

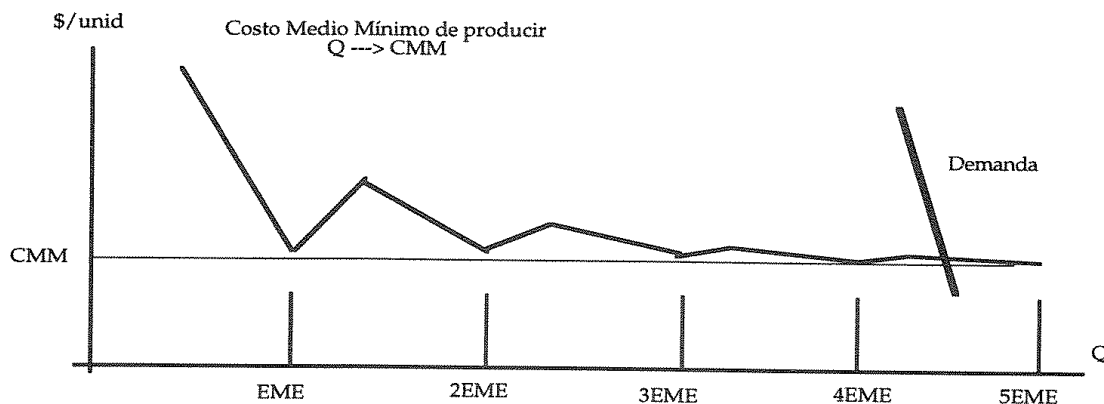
A continuación aclaramos cuándo la economía de escala es significativa. Si bien ciertas obras, como un puerto dedicado, una línea de transmisión dedicada o un canal de aducción para una central hidroeléctrica, provocan fuertes economías de escala al nivel de una sola planta generadora, para nuestros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

⁸ 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 existen regulaciones que impidan aumentar la capacidad del tubo a través de centrales de compresión. Este punto se detalla más adelante.

⁹ 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.

Ello ocurre cuando la "escala mínima eficiente" (EME) en la producción es "pequeña" en relación a la demanda. El Gráfico N° 2 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° 2
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 "es grande" para nuestros efectos, y estaremos en presencia de un monopolio natural.

En el caso de un monopolio natural se recomienda la intervención de la autoridad para fijar precios. En Coloma y Valdés (1995) se revisa la literatura económica sobre tarificación eficiente de monopolios naturales.

La tarificación del gasoducto

Cuando hay economías de escala significativas, cobra importancia la definición del esquema tarifario que aplicarán los dueños de la infraestructura que ofrece servicios a varios clientes en conjunto. En nuestro caso, el gasoducto ofrece servicios de transporte de gas a varias centrales generadoras de electricidad, y se debe precisar cómo cobrará por el transporte.

Debido a las economías de escala en el transporte de gas, se abre la pregunta de cómo repartir entre los usuarios el costo fijo de esta obra. Esta pregunta tiene dos niveles: en el primero, se trata el problema del dueño del gasoducto, que es un monopolio natural, y que debe encontrar un esquema tarifario que financie sus costos y maximice sus utilidades; en el segundo, se tratan los problemas que podría enfrentar la autoridad, en caso de regular las tarifas de transporte cobradas por el gasoducto y las condiciones de acceso de

nuevos clientes. Las regulaciones tarifarias aplicadas al transporte no deben ser confundidas con la legislación tarifaria del sistema eléctrico.

En ambos niveles, el dilema central consiste en que existen incentivos a que cada cliente potencial actúe como *free-rider* o polizón. El generador eléctrico individual gana si sigue la siguiente estrategia: antes de la construcción del gasoducto, se niega a revelar su demanda y no contrata servicios de transporte de gas. Luego, una vez que el gasoducto está construido, este cliente ofrece comprar servicios de transporte a un precio superior al costo medio evitable, pero que no considera los costos de la inversión, que ya fueron incurridos. Desde luego, si todos los clientes siguen esta estrategia, que es rentable para ellos¹⁰, entonces ninguno se compromete con un contrato de largo plazo antes de la inversión.

Desde el punto de vista del dueño del gasoducto, que debe lograr el compromiso de los clientes antes de construir, la solución consiste en comprometerse a ofrecer sólo una capacidad limitada de transporte de gas, de forma que no sea viable para un generador comprar después. Esta estrategia requiere ser sostenida por algún compromiso creíble, lo cual no es trivial. Entre los compromisos creíbles podemos mencionar los siguientes:

(i) Compromiso de no transportar más que un cierto volumen anual de gas para uso de generadores eléctricos, de acuerdo a un calendario establecido en el contrato y estipulando compensaciones financieras en caso de que el gasoducto no cumpla.

(ii) Compromiso contractual de que el gasoducto indemnizará a los clientes iniciales -con ventaja- si admite la entrada de nuevos clientes que compiten con los iniciales en su mercado final, y de incluir esta cláusula en todos los nuevos contratos de transporte que firme. De esta forma, el gasoducto sólo venderá servicios de transporte a nuevos usuarios no competitivos o que paguen un precio muy alto.

(iii) Integración vertical del dueño del gasoducto hacia la generación eléctrica con gas. En algunos casos esta solución se deja de lado porque el dueño del gasoducto es incapaz de financiar la inversión necesaria, o porque es incapaz de absorber los riesgos asociados.

Por ser el dueño del gasoducto un monopolio (natural, y por tanto deseable), puede elegir tarifas que no maximicen las ventajas sociales del transporte de gas. Si las tarifas de transporte son excesivas, se genera una ineficiencia social y una redistribución de riqueza en favor de los dueños del gasoducto. La industria usuaria más importante de servicios de transporte es la eléctrica, y ella tiene una gran capacidad de pagar más, porque puede transferir los mayores costos de transporte a los consumidores de electricidad.

Los impactos en el sector eléctrico pueden ser limitados por el regulador eléctrico, sin necesidad de regulaciones directas a las tarifas de transporte. En efecto, el regulador eléctrico puede adoptar medidas tales como reconocer sólo los verdaderos costos marginales de transporte como parte del costo de los generadores a gas; puede imponer obligaciones de "acceso abierto" para el uso de los servicios de transporte, etc. Luego, como se puede apreciar, existen varias interacciones entre la tarificación eléctrica y la tarificación del transporte, motivo por el cual la discusión que se hace más adelante está condicionada a la situación real que exista en cuanto a tarificación del transporte.

10

El hecho de que los clientes compitan entre sí en otro mercado -en este caso los generadores a gas compiten vendiendo electricidad- agudiza el incentivo, pues los clientes que obtengan transporte a menor costo podrán competir mejor en la venta de electricidad.

4. TARIFICACIÓN DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS A GAS: OPCIONES TRADICIONALES

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.

Esta sección evalúa diversas maneras de tarificar la electricidad provista por centrales a gas que usan los servicios de un gasoducto.

4.1. Delegación implícita

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 operación de 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 en Chile 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, la autoridad 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 $\$P \cdot Q$. 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. *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 transporte vía gasoducto y los demás costos evitables por no operar.

Ello es compatible con la aplicación de la ley eléctrica vigente en Chile, basada en el costo marginal, 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 genera ineficiencias de dos clases¹¹: 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 de transporte 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, notemos que 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 menos gas. La reducción en la cantidad de gas utilizada 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 sea socialmente beneficioso hacerlo. En síntesis, esta es una modalidad de tarificación socialmente ineficiente.

4.3. *La opción de tarificar el gas a costo marginal verdadero*

En esta sección evaluamos los efectos de que la autoridad eléctrica fije el costo marginal instantáneo usado por el CDEC para despachar las centrales a gas en base al verdadero costo marginal de transporte de gas, sin aceptar prorrates de cargos fijos ni costos no auditados.

Excluyendo el caso discutido en 4.4, esta opción es distorsionadora porque impone una postergación de la construcción del gasoducto y, por ende, de la entrada de nuevas centrales a gas, en relación a la fecha socialmente óptima.

11

Si la demanda por electricidad fuera suficientemente sensible al precio, entonces la tarificación a costo medio podría generar un tercer tipo de ineficiencia: una distorsión al seleccionar la tecnología de producción.

La demora en la construcción del gasoducto es infinita en aquellos escenarios donde se cumplan las siguientes condiciones: (i) el costo marginal de generar electricidad con gas es constante para cualquier nivel de generación, lo que supone que siempre hay capacidad disponible de transporte vía gasoducto y que el precio del gas en boca de pozo sea constante, independientemente del nivel de demanda; (ii) existe libre entrada para generar electricidad con gas. Esto último supone que los contratos de transporte de gas no imponen barreras a la entrada de nuevas centrales a gas usando toques de capacidad o precios discriminatorios para el servicio, lo que a su vez supone que el dueño del gasoducto está impedido por la regulación de sus tarifas de transporte para aplicar esos toques y precios.

Es claro que bajo este escenario las centrales de gas no disponen de excedentes para aportar al financiamiento del costo fijo del gasoducto, y tampoco el dueño de gasoducto puede solicitar tales aportes debido a la regulación tarifaria a que está sujeto. A causa de la importancia del sector eléctrico en la demanda por transporte de gas, este escenario implica que el gasoducto no se construye.

En los escenarios más interesantes, la construcción del gasoducto sólo es demorada en un tiempo finito. Ello ocurre cuando el gasoducto es liberado de la regulación tarifaria descrita y su dueño procede a organizar algún esquema de contratos que limitan el acceso de nuevas centrales a gas a sus servicios de transporte, con el objeto de resolver el problema de *free rider* o polizón descrito en la sección 3. En este caso, subsiste una demora en la fecha de construcción del gasoducto respecto a la socialmente óptima, porque la regulación de tarifas eléctricas, realizada a costo marginal verdadero, impide a las centrales a gas financiar aportes al gasoducto en forma oportuna.

La demora también es finita cuando existe una oferta de gas en boca de pozo que exige un precio creciente en función de la cantidad producida. Lo mismo ocurre cuando existe poder monopólico en la etapa de extracción de gas de los pozos. 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 justificarían que ellos hicieran un aporte a la construcción del gasoducto.

Respecto a los generadores de electricidad ya instalados, sean hidroeléctricos o a carbón, la tarificación a costo marginal verdadero de la electricidad generada por centrales a gas permite que aquéllos mantengan sus rentas inframarginales por un período adicional al socialmente óptimo, debido a la demora ya descrita. Respecto a los consumidores, ellos son perjudicados por esta postergación porque el valor presente de las tarifas pagadas no se minimiza.

4.4. *El caso en que tarificar a costo marginal verdadero no es distorsionador*

Se trata de casos en que, ex-post, el momento privadamente viable para construir el gasoducto se haya cumplido hace varios años, contados hacia atrás desde la fecha en que se realiza el análisis. En este caso, la tarificación del gas a costo marginal verdadero no provoca demoras adicionales a las ya ocurridas, porque en esa fecha es rentable entrar con centrales a gas *aunque* el gas puesto en planta se considere a costo marginal verdadero para efectos del despacho de las centrales a gas.

Esta situación puede ser síntoma de decisiones socialmente ineficientes en el pasado, sea de las empresas o de la autoridad, pero también puede responder a cambios tecnológicos que hubiesen cambiado repentinamente las condiciones de entrada de las centrales a gas. Para el análisis del caso chileno, este último punto puede tener una relevancia especial.

En efecto, hoy en día se sostiene que el hecho de que se haya reducido significativamente el costo de inversión en centrales a gas habría sido un factor importante para que se haya construido en la zona central el gasoducto transcordillerano en 1995-1997. El ahorro de costos de inversión habría permitido generar un excedente a las centrales a gas, que no se habría disipado con la libertad de entrada a la generación y que habría contribuido al financiamiento del gasoducto.

4.5. *Distribuir el costo fijo del gasoducto según potencia*

Esta opción consiste en: (a) despachar las centrales a costo marginal verdadero; y (b) recalcular el plan de obras oficial, agregando el aporte que las futuras centrales a gas deberán hacer al financiamiento del costo fijo del gasoducto como un ítem en el costo de inversión.

La lógica de este enfoque consiste en extender el tratamiento que se da a los costos de obras dedicadas a una sola central, a las obras que sirven a un grupo de centrales.

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 las centrales de acumulación interanual.

Sin embargo, este ajuste no hace nada para reducir la distorsión en las fechas de entrada de las centrales a gas, pues continúa determinándose el precio de nudo en base al costo marginal verdadero de transporte de gas.

5. TARIFICACIÓN DIFERENCIADA POR HORAS

5.1. *Tarificar el transporte de gas diferenciando por horas*

Esta alternativa consiste en cobrar un precio distinto por cada bien económicamente diferente. En este caso, los bienes se diferencian 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.

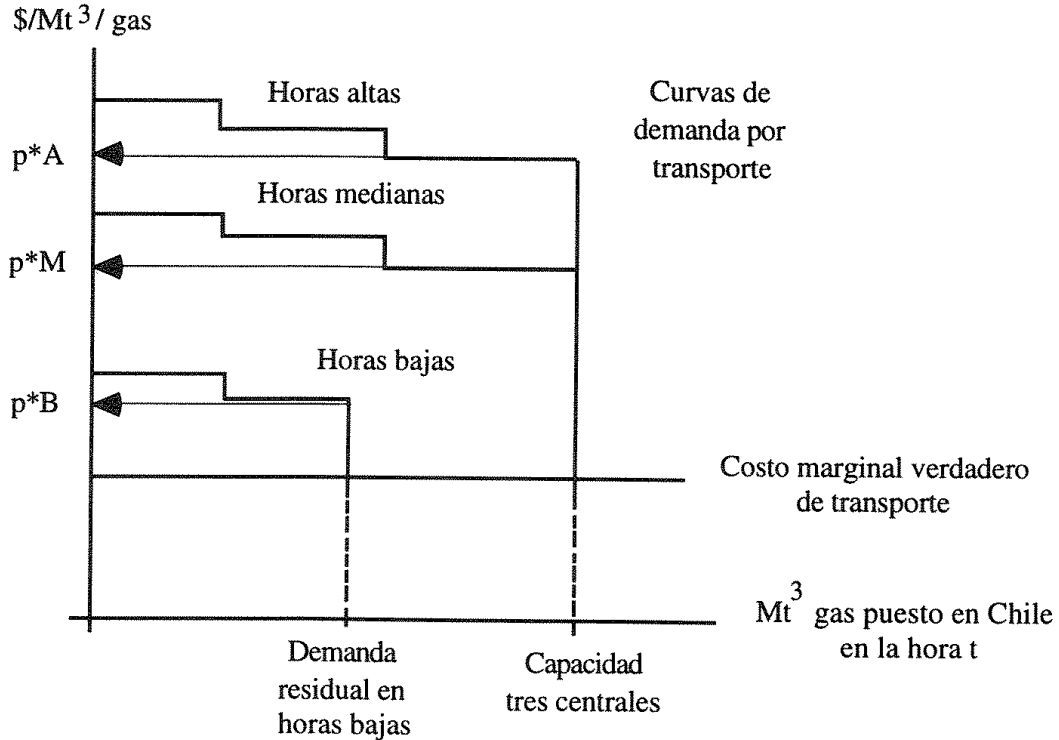
Sin embargo, hay muchas horas en que las centrales de gas son despachadas por el CDEC siempre que su costo marginal no supere al de la central más barata de entre las no despachadas. Pero el costo marginal de las centrales a gas depende del precio de transporte de gas que cobre el gasoducto. Luego, la demanda derivada por servicios de transporte se calcula a partir de la cantidad de electricidad que el CDEC despacha a las centrales alimentadas por gas a cada precio del transporte.

Debido a que la oferta de electricidad horaria de las otras centrales sube en escalones discretos, la demanda por transporte (residual) de gas va cayendo en escalones discretos.

Luego, 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 de parte del sector eléctrico se hace completamente elástica. Ese es el precio

monopólico uniforme que maximiza las utilidades del gasoducto originadas en ventas a esa hora¹².

GRAFICO N° 3
PRECIOS DIFERENCIADOS SEGUN HORARIO
(Caso con tres centrales a gas de diferente costo marginal)



Si se autoriza al gasoducto, que es un monopolio, a diferenciar en precios, vendiendo el servicio de transporte de gas usado a distintas horas a diferentes precios (uniformes para todas las centrales a gas que usan sus servicios en una misma hora, esto es P^*A , p^*M y p^*B), y estos precios diferenciados 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.

Sin embargo, para que esta idea tenga sentido es crucial el supuesto de que el gas puesto en Chile en una hora es un bien diferente del disponible a otras horas. Ello no es correcto si el gas puesto en Chile puede ser acumulado en un estanque de gas y su uso distribuido en el tiempo. El arbitraje intertemporal vía acumulación y desacumulación de inventarios de gas impide a un gasoducto monopolístico usar esta estrategia.

Nuestra propuesta se basa en esta misma estrategia, pero aplicada al mercado de la electricidad, donde existen topes a la capacidad de generación hidroeléctrica, y, por tanto,

12

No se debe confundir la diferenciación de precios por hora, que se basa en cobrar precios distintos por bienes distintos, con la discriminación de precios, por ejemplo, la de Ramsey-Boiteux, que cobra precios diferentes por un mismo bien.

el arbitraje intertemporal está acotado y reconocido en las tarifas del CDEC y los precios de nudo.

5.2. *Propuesta de tarificar la electricidad producida con gas diferenciando por horas*

Nuestra propuesta para efectos de tarificar la electricidad provista por centrales eléctricas que usen infraestructura que exhiba economías de escala significativas descansa en el abandono de 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 2.2, generan precios bastante diferentes porque la oferta sube con saltos discretos de precio. Se propone una reforma legal que autorice un paso transitorio de un concepto de precio a otro¹³, para que las centrales generadoras puedan captar recursos para aportar a los costos fijos de infraestructuras que exhiban economías de escala significativas a nivel del mercado, y así reducir el retraso en su entrada.

Este sistema es más complejo que el vigente, pero sería más eficiente si se supone que la curva de demanda por electricidad es lo suficientemente inelástica a precio y si los costos de administración y regulación de la propuesta son lo suficientemente bajos.

5.2.a. *La propuesta aplicada al caso de las centrales a gas y del gasoducto*

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 las 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, no son baratas y exhiben topes de capacidad.

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 . Como es obvio, este costo marginal ficticio también se aplica para la determinación de los precios de nudo.

¹³ Nuestra propuesta es factible porque la regulación tarifaria chilena adoptó el costo alternativo inferior como definición de costo marginal. Existen países, como el Reino Unido, donde el concepto relevante de costo alternativo es el superior, por lo cual nuestra propuesta no sería factible.

- 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 θ_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 . θ_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.

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.

Es importante tener presente que una vez definido el D^* , y los precios de nudo correspondientes a la propuesta, los generadores a gas están en condiciones de determinar cuánto podrán pagar para el financiamiento del gasoducto (o de la infraestructura que tenga

grandes gastos fijos), por lo que están en situación de suscribir contratos con los dueños del gasoducto.

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

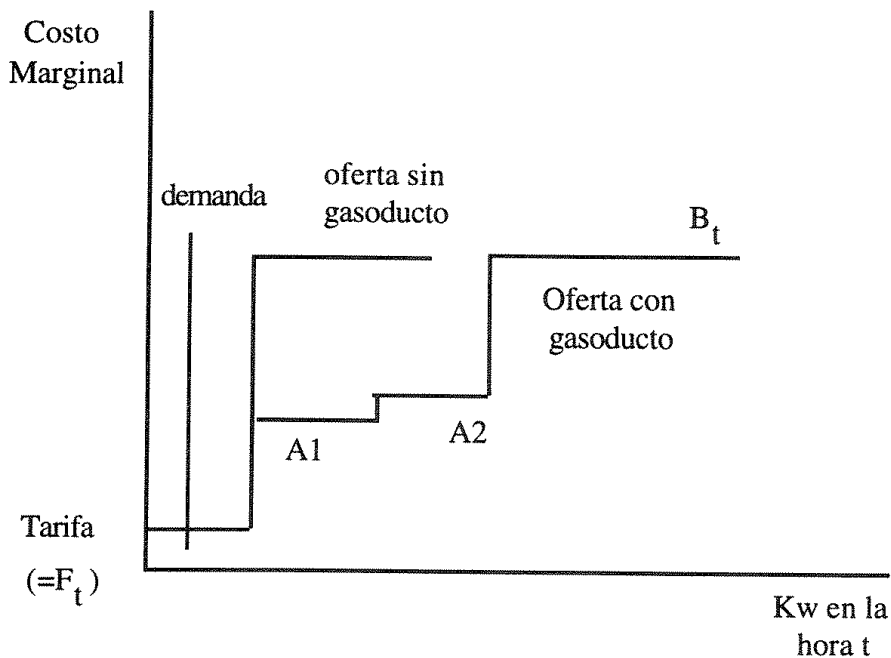
En todos los gráficos a continuación se distingue entre la curva de oferta que resulta de la incorporación de centrales a gas al sistema como consecuencia del gasoducto y la estructura de oferta que existiría si el gasoducto se retira sorpresivamente de funcionamiento.

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° 4). 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° 4.

En segundo lugar analizamos aquellas horas del año en que el máximo entre las dos cantidades es B_t , 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 A_i a las centrales a gas, sino que el costo alternativo más alto:

$$T_{it} = B_t - E_{it} = B_t - \theta_t \cdot (B_t - A_i) = (1 - \theta_t) \cdot B_t + \theta_t \cdot A_i$$

GRAFICO N° 4
HORAS EN QUE ES MARGINAL UNA CENTRAL MAS BARATA QUE
LAS QUE USAN EL GASODUCTO

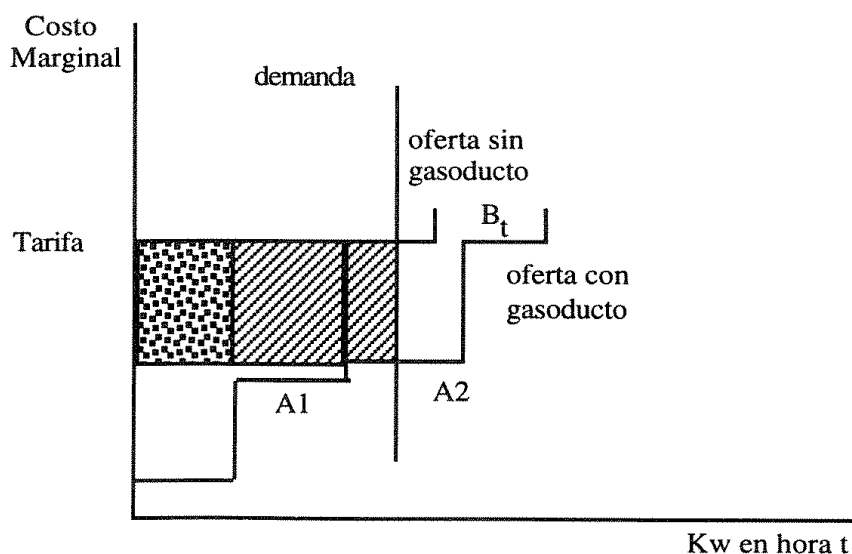


Como las distintas centrales a gas alimentadas por el gasoducto pueden tener diferente costo marginal A_i , pero un mismo costo alternativo B_t , es importante revisar cuáles centrales a gas son despachadas primero. La expresión muestra que el costo marginal asignado T_{it} preserva el orden de los A_i , 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° 5a y N° 5b. 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 5a, 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 suficiente capacidad en las centrales a gas, esta situación será poco probable.

GRAFICO N° 5a
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 caso B, mostrado en el Gráfico 5b, ocurre si se retira sorpresivamente el gasoducto, la oferta de la siguiente central más cara, por sí sola, NO es suficiente para cubrir la demanda insatisfecha. Es muy probable que se produzca esta situación una vez que exista mucha capacidad en el conjunto de las centrales que usan los servicios de un gasoducto grande.

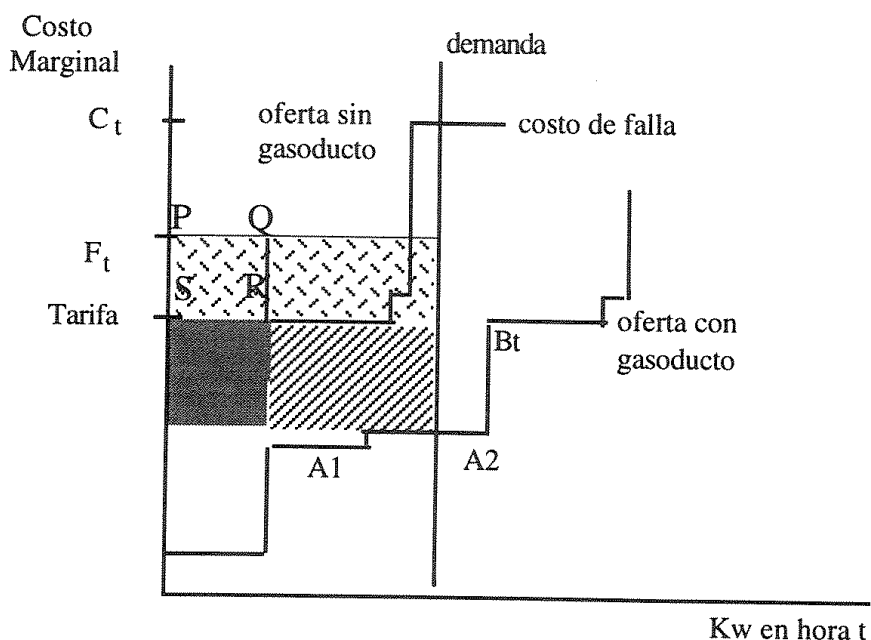
Nuestra propuesta *no es* asignar en esas horas como costo alternativo el costo marginal que hubiera tenido el sistema de cerrar sorpresivamente el gasoducto, que sería

muy alto (C_t) según muestra el Gráfico 5b, 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 tienen 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. En el Gráfico 5b, F_t se define como la tarifa que hubiera prevalecido si se hubiera retrasado 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 intermedio, como el representado por la tarifa F_t .

GRAFICO N° 5b
HORAS EN QUE UNA CENTRAL DE GAS ES MARGINAL : CASO B



Respecto a las centrales inframarginales en las horas descritas por el Gráfico 5b, 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 verdadero. Pero, por otra parte, la política de tarificación a costo marginal verdadero posterga la construcción del gasoducto, lo que induciría otro plan de obras y haría aplicable la tarifa F_t ; respecto a esta base de comparación, las centrales inframarginales perderían el área PQRS durante la duración de la demora.

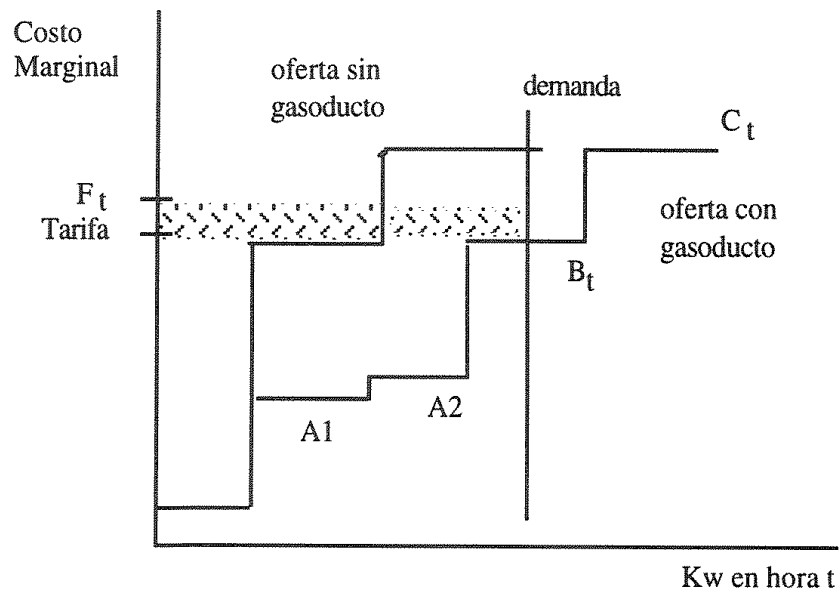
También ocurrirá un tercer caso, mostrado en el Gráfico 6. En este caso, correspondiente a las horas de mayor demanda del año, se despachan todas las centrales que

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 6 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 haberse retrasado el 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° 6
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 B_t por C_t . B_t 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 C_t corresponde al costo de generar con la central que resulta marginal si el gasoducto cierra en forma sorpresiva. De haberse reemplazado B_t por C_t , el despacho resultante hubiera sido ineficiente en el tipo de horas mostradas en el Gráfico 6, porque en esas horas del año el CDEC le habría dado prioridad a la central con costo B_t por sobre una central a gas con costo ficticio $C_t - E_{it}$ (pero con costo efectivo $A_i < B_t$). Luego, la ganancia de los consumidores mostrada en el Gráfico N° 6 es una consecuencia necesaria de un despacho eficiente.

6. OPTIMALIDAD SOCIAL DE LA TARIFICACIÓN DIFERENCIADA POR HORAS

A continuación se describen las características de optimalidad de nuestra propuesta.

6.1. *Optimalidad del despacho y retrasos*

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 las centrales a gas están en la base del sistema, o cuando alguna de ellas es la central marginal, es también totalmente inelástica al precio (ver Gráfico N° 3).

En esas horas, es eficiente 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 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 transporte de gas supera 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. Como la modalidad de tarificación propuesta evita asignar un costo de transporte mayor que éste, logra mantener la optimalidad en el despacho.

Por otra parte, la modalidad de tarificación propuesta es más eficiente que la de tarificar a las centrales a gas a costo marginal verdadero, porque provee a los generadores a gas con ingresos adicionales, que les haría posible financiar una parte de los costos fijos del gasoducto y reducir su retraso.

6.2. *Efectos redistributivos de la tarificación diferenciada por horas*

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

El resultado para los dueños de las centrales ya establecidas es ambiguo. Por una parte, reciben una renta adicional durante el período D^* , porque las tarifas de las centrales a gas son mayores con esta nueva forma de tarificación. Por ejemplo, en el Gráfico 5a, el área de puntitos indica la renta que se transfiere a centrales que no usan los servicios del gasoducto. Por otra parte, de no adoptarse esta modalidad de tarificación, se posterga el gasoducto, lo que eleva las tarifas en horas como las indicadas en los Gráficos 5b y 6. Las centrales ya establecidas pierden esas otras rentas si se adopta nuestra propuesta. En definitiva, para algunas empresas establecidas nuestra propuesta puede tener impacto neto positivo y para otras, negativo.

6.3. *Variaciones en torno al esquema propuesto*

a) 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.

Las dificultades políticas y prácticas de ese enfoque son importantes. Por ejemplo, aparecerían incentivos perversos para retirar de la oferta de electricidad algunas centrales existentes -de costo marginal menor que las de gas- para que las centrales a gas de los mismos dueños vendan más. A pesar de la obligatoriedad del despacho, estos incentivos todavía pueden actuar, induciendo aumentos artificiales del período de mantención de las centrales.

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

Esta modalidad modificaría también las fechas de entrada de nuevas centrales distintas a las de gas, ya que los privados tomarían en cuenta para sus decisiones de inversión el precio neto que reciben, que en este caso correspondería al de la tarificación a costo marginal verdadero y no al ficticio, como ocurriría con nuestra propuesta. Bajo los supuestos 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, el plan de obras que surge de esta modalidad sería más eficiente que el asociado a nuestra propuesta. En efecto, al no transferirse rentas adicionales a las centrales inframarginales, el financiamiento del costo del gasoducto tomaría menos tiempo, 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.

6.4. *Los puntos de intervención de la autoridad*

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.

Para implementar nuestra propuesta, la autoridad debe intervenir en, al menos, dos puntos:

- 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) Debe definir la 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 θ 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 permita al Estado intervenir en forma imparcial en los dos puntos indicados. Si bien esta tarea no es fácil, no es imposible. Esto es viable, si el nivel de desarrollo institucional alcanzado por el país es suficiente. En el caso de Chile estimamos que este requisito se cumple, como demuestra el actual modelo chileno de regulación eléctrica, que incorpora aspectos tan complejos como la determinación del costo de oportunidad del agua embalsada en el Lago Laja.

Por otra parte, la intervención del Estado parece inevitable, tanto en la fijación de las tarifas eléctricas como en la regulación de las tarifas de transporte del gasoducto, incluyendo la definición de condiciones de acceso abierto. Si en este sector el Estado intervendrá de todas maneras, es preferible que utilice herramientas que le permiten alcanzar mayores niveles de eficiencia, como la propuesta en este trabajo.

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.
- Coloma, F. y Valdés, S. (1995), "Tarificación Eléctrica en Presencia de Economías de Escala: El Gasoducto y el Despacho de las Centrales a Gas". Documento de Trabajo N° 179, Instituto de Economía, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- 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.
- Haindl, E. "Análisis de la Regulación y Tarificación del Sector Eléctrico en Chile", Documento de Trabajo N° 3, Universidad Gabriela Mistral.
- 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.