

Informe Final

Análisis de la Tarificación por Sobreconsumo de los Sectores Eléctrico y Sanitario

Investigador Responsable

Fernando Fuentes H.*

Diciembre, 2008

* Profesor e Investigador, Facultad de Economía y Negocios, Universidad Alberto Hurtado. Socio Principal y Representante Legal de EconomiK Ltda. Este trabajo fue financiado por el Ministerio de Economía de Chile. Se agradecen los comentarios de: Rodrigo Gutierrez, Alejandro Medina, José Tomás Morel y María José Reveco. No obstante, el autor es el único responsable por las opiniones aquí presentadas.

Índice

Introducción	2
I. Tarifas Sobre-Consumo: Aspectos Conceptuales	4
1. Antecedentes del Estudio	4
2. Marco Conceptual	5
II. Tarifas Sobre-Consumo en los Sectores Eléctrico y Sanitario	7
1. Sector Eléctrico	7
2. Sector Sanitario	20
3. Comparación Normativa	26
III. Tarifas <i>Peak Load Pricing</i> y Cargos por Sobre-Consumo	28
1. Tarifas Eficientes	28
2. Cargos por Sobre-Consumo	30
3. Incentivos Teóricos al Sobre-Consumo	32
4. Análisis Bustos y Galetovic	35
5. Análisis Drexler	36
IV. Distorsiones por Tarifas de Sobre-Consumo en Chile	39
1. Caso Eléctrico	39
2. Caso Sanitario	50
V. Conclusiones	57
Anexo N° 1	59
Bibliografía	60

Introducción

La División Desarrollo de Mercados del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, unidad encargada de velar por el buen funcionamiento de la institucionalidad regulatoria en el país, ha decidido encargar el estudio “Análisis de la Tarificación por Sobreconsumo de los Sectores Sanitario y Eléctrico”, para efectos de determinar si efectivamente los protocolos tarifarios establecidos en Chile en los sectores eléctrico y sanitario, en el ámbito de tarifas diferenciadas para períodos de alta y baja demanda, podrían estar generando distorsiones en los patrones de consumo, subóptimos desde la perspectiva de la asignación de recursos.

El objetivo central del estudio encargado es disponer de un análisis económico, conceptual y aplicado, sobre el esquema de tarificación por sobreconsumo que se utiliza en los sectores sanitario y eléctrico, que permita evaluar fundadamente sus bondades y falencias, desde la perspectiva de la asignación óptima de recursos en la economía.

El presente texto corresponde al informe final del mencionado estudio, el cual de acuerdo a la propuesta técnica debe contener las siguientes actividades: a) desarrollo de un análisis y descripción detallada del método de cálculo del límite de sobreconsumo en el período de punta y la estructura tarifaria respecto de dicho límite, según tipo de cliente, cuando corresponda. Lo anterior, tanto para el caso del sector eléctrico como sanitario chileno; b) en caso de ser pertinente, desarrollo de ejemplos de aplicación para una cuenta tipo, de las estructuras tarifarias identificadas, según los sectores estudiados; c) desarrollo, a partir de los dos textos en estudio¹, de una evaluación de la consistencia analítica interna de las modelaciones presentadas, de una síntesis de los principales enunciados y conclusiones, y de una verificación de la consistencia entre las modelaciones y la forma específica de la regulación chilena en los dos sectores estudiados; d) análisis de posibles conductas de consumo, asociadas a la tarificación punta – no punta, que lleven a ineficiencias en la asignación de recursos; e) presentación de una conclusión respecto al surgimiento de posibles conductas tendientes a aumentar

¹ Bustos, A. y Galetovic, A. (2002) y Drexler, A. (2001).

“artificialmente” el consumo en los períodos de baja demanda, producto del esquema tarifario de alta y baja demanda; f) en caso de ser pertinente, análisis, según niveles de consumo (y tipo de cliente), que permita identificar la magnitud de posibles cambios en los niveles de demanda inducidos por la estructura tarifaria de punta; y g) propuesta de reformas a los actuales mecanismos de tarificación por sobre-consumo, en caso de que se estime pertinente.

Para lograr el objetivo propuesto, el texto se estructurará de la siguiente forma. En el capítulo I se presentan los antecedentes básicos del estudio y el marco conceptual global en el cual éste está circunscrito. En el capítulo II se presenta un detalle de la forma en la cual se establecen las tarifas por sobre consumo en el sector eléctrico y sanitario chileno. Esta descripción es esencial para poder posteriormente analizar la presencia de incentivos a sobre-consumir. En el capítulo III se describen los aspectos teóricos básicos del mecanismo de tarificación por *peak load pricing*, de forma de analizar si las tarifas por sobre-consumo pueden inducir a equilibrios ineficientes desde la perspectiva de la asignación de recursos. En este contexto se hacen algunas referencias a los trabajos realizados por Galetovic y Drexler. En el capítulo IV se analiza la posibilidad de que los modelos tarifarios por sobre-consumo aplicados en los dos sectores estudiados pudiesen inducir a equilibrios sub-óptimos desde la óptica de la asignación eficiente de los recursos. Por último, se presentan las conclusiones básicas de la investigación realizada.

I. Tarifas Sobre-Consumo: Aspectos Conceptuales

1. Antecedentes del Estudio

Los mercados de los servicios básicos tienen la característica particular de que la demanda no se distribuye uniformemente a través del tiempo, por lo cual el diseño de la capacidad asociada a la infraestructura determina importantes espacios de holgura de las inversiones requeridas, bajo la restricción de que sea posible proveer el servicio en los momentos de máxima demanda. Bajo este marco de operación, y considerando servicios cuyas tarifas son reguladas -- sanitarios y eléctricos --, se han creado mecanismos tarifarios que aparentemente podrían conducir a un perfil de demanda con *peaks* menos pronunciados, sobre la base de criterios distributivos no necesariamente consistentes con la eficiencia en la asignación de recursos. Lo anterior, bajo el supuesto de que los consumidores sigan satisfaciendo sus necesidades, y posiblemente teniendo en consideración eventuales economías que esto implica en el diseño de la infraestructura. El resultado esperado supone demandas que no son completamente inelásticas en cada momento del tiempo, aunque su magnitud completa en un período más largo (sea un año) se pudiera mantener relativamente inalterada (suponiendo, por ejemplo, una demanda derivada de un proceso productivo).

Con el objeto de lograr una eficiente asignación de recursos, las autoridades regulatorias encargadas de fijar tarifas a los monopolios naturales privados en los sectores sanitario y eléctrico, han establecido estructuras tarifarias con precios diferenciados entre los períodos de máxima demanda (que determinan el tamaño de la infraestructura requerida) y los de baja demanda. Dichas estructuras están basadas en el esquema de tarificación *peak load pricing*. Esta distinción en las tarifas es eficiente desde la óptica de la asignación de recursos, en la medida en que las demandas en los períodos de alta tiendan a financiar los requerimientos de capacidad.

Por sobre este esquema de tarificación según períodos de alta y baja demanda, y presumiblemente en base a criterios distributivos, se han determinado tarifas de

sobre-consumo, asociadas a la demanda en el período de alta en la que el consumo supera al promedio de baja demanda. Este mecanismo tarifario es el que se analizará en el presente texto, desde la perspectiva del surgimiento de posibles distorsiones subóptimas en los patrones de consumo.

2. Marco Conceptual

Desde el punto de vista de su fundamento, el esquema de empresa modelo aplicado en la tarificación de servicios básicos en Chile es consistente con los principios de eficiencia en la regulación. Al respecto, se puede señalar que un monopolio natural posee una regulación tarifaria económicamente robusta, si cumple con las siguientes dos condiciones: los precios reflejan los costos sociales mínimos de producción, de manera que las decisiones de consumo sean óptimas; y la empresa obtiene la rentabilidad propia de una firma que asume los niveles de riesgo asociado al mercado en la que opera, lo que implica que existen los incentivos para que se lleven a cabo las inversiones socialmente requeridas.

En el contexto de esta forma de regulación se utiliza un esquema tarifario que diferencia períodos de demanda alta y baja, de forma garantizar una eficiente asignación de recursos de acuerdo al esquema *peak load pricing*. No obstante, a este esquema genérico se le ha agregado una forma particular de tarifas por sobre-consumo, en que se cobra un monto superior en el período de alta demanda, por aquella fracción del consumo que supera el promedio de baja demanda. En el marco de tarificación por empresa modelo antes descrito, es natural esperar que la estructura de tarifas por sobre-consumo no impida el logro del objetivo de eficiencia.

Desde una perspectiva global, la metodología de trabajo consiste en verificar la compatibilidad del esquema tarifario utilizado, para efectos de diferenciar las tarifas en períodos de alta y de baja demanda, e incorporar pagos por sobre-consumo, con los principios económicos de eficiencia en la asignación de recursos, implícitos en el modelo genérico de tarificación según empresa modelo. Bajo esta mirada, el presente estudio viene a engrosar un conjunto de trabajos realizados en los últimos años en el país respecto al método de tarificación de los servicios básicos, contexto

en el cual el Ministerio de Economía fue el iniciador de esta serie de investigaciones. Es así como, en el año 2000 el libro del mencionado Ministerio, “Experiencias Regulatorias de una Década”, ya formula algunas interrogantes asociadas a las dificultades del uso del concepto de empresa modelo para fines tarifarios en Chile. Posteriormente, San Martín, Fuentes y Held (2001) desde una perspectiva empírica hacen un barrido de temas en el marco de los sectores sanitario, eléctrico y de telecomunicaciones, identificando problemas en la aplicación del procedimiento tarifario basado en empresa modelo. Del mismo modo, Gómez-Lobo y Vargas (2001) analizan la regulación aplicada al sector sanitario nacional, realizando comparaciones con otros marcos normativos. Bustos y Galetovic (2002) entregan los fundamentos conceptuales que permiten afirmar la robustez del marco regulatorio de empresa eficiente, comparado con el de tasa de retorno, e incluso con el de price cap. Sánchez y Coria (2003) realizan un estudio, con mayor énfasis en el sector sanitario, donde discuten en detalle los problemas más significativos del esquema regulatorio, haciendo un análisis pormenorizado de los temas que ya habían sido bosquejados por San Martín et al. Por su parte, Butelmann y Drexler (2003) analizan comparativamente el marco de empresa modelo con el de price cap, entre otros. Quiroz (2006) también realiza una discusión detallada de los temas antes tratados por la literatura, formulando la posibilidad de evolucionar hacia un mecanismo de tarificación tipo price cap. Por último, Fuentes y Saavedra (2007 a, b y c) analizan detalladamente el dilema entre price – cap y empresa modelo, los problemas de obsolescencia tecnológica, plusvalía e indivisibilidades en la inversión, y el tratamiento de algunos ítems de gastos.

Si bien el presente estudio no tiene como referencia la discusión específica del esquema regulatorio de empresa modelo, se enmarca en el conjunto de trabajos que desde una perspectiva más general han discutido en torno a la identificación de los principios de eficiencia económica que sustentan la normativa regulatoria nacional.

II. Tarifas Sobre-Consumo en los Sectores Eléctrico y Sanitario

En el presente capítulo se describirá detalladamente la forma en que se estructuran las tarifas eléctricas y sanitarias, respectivamente, para posteriormente en el capítulo IV, analizar los eventuales incentivos a sobre-consumir que pudieran llevar a equilibrios sub-óptimos desde el punto de vista de la asignación de recursos.

1. Sector Eléctrico

Debido a que la complejidad de la operación del sector eléctrico incide directamente en la estructura tarifaria, para efectos de comprender esta última se presentará en primer lugar una breve descripción de dicha operación. Posteriormente se entregarán los antecedentes que permitan visualizar las estructuras tarifarias y la tipificación de las situaciones en que existe sobre-consumo.

a. Descripción General del Mercado Eléctrico en Chile

Desde el punto de vista físico, en Chile, se pueden distinguir dos grandes sistemas eléctricos interconectados: Sistema Interconectado Central (SIC) que abarca desde Tal Tal hasta Chiloé y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abastece las regiones I y II en donde se localizan los grandes centros de la minería. Además de estos dos grandes sistemas, en el extremo sur se pueden distinguir los sistemas aislados de Aysen y Magallanes, de las regiones XI y XII respectivamente.

Bajo una perspectiva económica, el mercado eléctrico se subdivide en dos segmentos: libre y regulado. El primero está constituido por los clientes libres, cuya capacidad de consumo excede los 2.000 kW (dos mil kilo-watts), o por aquellos en el rango 500 KW a 2.000 kW que hayan optado voluntariamente por pertenecer a este segmento. Estos clientes acuerdan mediante libre negociación el precio de compra con su proveedor, ya sea este una empresa generadora o una empresa de distribución. Si el proveedor de un cliente libre es una empresa de distribución, esta

última deberá comprar a algún generador la porción de consumo que corresponda, también a precio libre.

El resto de los clientes se denominan regulados, es decir, consumidores con capacidad de consumo inferior a 500 kW, o entre 500 kW y 2.000 kW, que hayan optado voluntariamente por ser regulados. Las empresas distribuidoras que dan suministro a clientes regulados, compran la porción de consumo correspondiente a algún generador, a precio regulado (en el futuro dicho precio quedará determinado por el resultado de las licitaciones de suministro desarrolladas en el marco de la normativa establecida por modificación a la ley eléctrica, denominada Ley Corta II).

En los sistemas interconectados SIC y SING la tarifa regulada de venta al cliente final de una empresa distribuidora consta básicamente de dos componentes²:

- Precio de Nudo a nivel de generación – transporte (nivel de tensión superior a 23.000 Volts). Las empresas distribuidoras deben comprar a las empresas generadoras la porción de consumo de sus clientes regulados a este precio. Éste es fijado cada seis meses por la Comisión Nacional de Energía (CNE), de manera independiente para cada uno de los sistemas interconectados; SIC y SING. Al interior de estos sistemas, dichos precios son modulados mediante factores de penalización geográficos que dan cuenta de las pérdidas marginales de energía en las líneas de transmisión. A partir del año 2010 estas tarifas a consumidor final incorporarán las establecidas por los contratos determinados a través de procesos abiertos de licitación de suministro entre las empresas generadoras.
- Valor Agregado de Distribución (VAD) (nivel de tensión inferior a 23.000 Volts). Como su nombre lo indica, este precio se agrega al Precio de Nudo para así configurar la tarifa al cliente final regulado de las distribuidoras.

El VAD es fijado por la CNE cada cuatro años, de acuerdo a costos medios eficientes de empresas modelo de distribución adaptadas a la demanda. En este

² Además de los precios que se describen, existen cargos por el uso de los sistemas de transmisión.

proceso tarifario las empresas son clasificadas en distintas Áreas Típicas de Distribución, en función de los costos medios de producción (rurales, semi-urbanas, urbanas, etc.). Para cada una de estas Áreas Típicas se define una empresa, a partir de la cual se estima la empresa modelo con la que se determina una misma tarifa aplicable a todas las empresas distribuidoras clasificadas en ella. Tanto la CNE como las empresas desarrollan estudios de tarifas, correspondiendo el valor final a una ponderación 2/3 para la CNE y 1/3 para las empresas. El resultado de este proceso está constituido por una serie de fórmulas tarifarias, indexadas mensualmente según sus componentes.

Cabe señalar, en este contexto, que el VAD es la componente que otorga rentabilidad a las inversiones de las empresas distribuidoras, en tanto que el precio de nudo constituye un simple traspaso a los consumidores de la energía y potencia pagada a las empresas de generación. Por otro lado, es importante tener presente que el producto denominado genéricamente como electricidad, se subdivide en dos conceptos: energía (KWh) y potencia (KW) -- energía por unidad de tiempo --. Es así como, los Precios de Nudos se subdividen en Precio de Nudo de Energía (\$/KWh - asociado a los costos marginales de operación) y Precio de Nudo de Potencia (\$/KW-mes - asociado a los costos de inversión, operación y mantenimiento óptimos que permitan abastecer la demanda máxima del sistema).

El VAD no incluye componente de energía, ya que una distribuidora sólo provee capacidad de operación. Por esta razón, los costos reflejados en el VAD son básicamente de inversión, operación y mantenimiento de la infraestructura productiva, además de los gastos administrativos, de personal, de bienes inmuebles, y demás elementos necesarios para dar un adecuado servicio a los clientes.

b. Determinación del Período de Punta

El período de horas punta se define según el sistema en que opere la distribuidora. En el SIC dicho período se extiende a todos los días desde marzo hasta septiembre³, de 19:00 a 23:00 horas, mientras rija el horario oficial de verano, y de 19:00 a 22:00,

³ Antes del año 2007 este período sólo se extendía desde mayo a septiembre de cada año.

horas mientras rija el horario oficial de invierno. Por su parte, en el SING se extiende a todos los días del año, de 19:00 a 23:00 horas, mientras rija el horario oficial de verano, y de 19:00 a 22:00, mientras rija el horario oficial de invierno.

Dado el período de punta, la tarifa por sobre-consumo se aplica a quienes superen su límite de invierno. Este límite se considera superado cuando se cumplen, conjuntamente, las siguientes dos condiciones: que el consumo mensual del cliente sea mayor a 250 kWh; y que el cliente sobrepase su límite de invierno, definido como el mayor valor entre 200 KWh y el promedio de consumo en los meses del período fuera de punta del SIC, incrementado en un 20%.

c. Estructura General de las Tarifas de Distribución

Los clientes de una empresa distribuidora se subdividen en aquellos de alta tensión, superior a 400 Volts (por lo general 12.800, 13.200 o 23.000 Volts), y los de baja tensión, inferior a 400 volts. Sin embargo, la estructura tarifaria para ambos segmentos es similar.

En principio, las tarifas reguladas a nivel de distribución contienen cinco componentes o cargos a considerar⁴:

- i. Cargo por consumo mensual de energía (\$/KWh). Corresponde al Precio de Nudo de Energía, incrementado en el factor de expansión de pérdidas de energía de alta y/o baja tensión según corresponda⁵.
- ii. Cargo por Demanda Máxima mensual en Horas de Punta (\$/KW-mes). Corresponde al Precio de Nudo de Potencia, incrementado en el factor de expansión de pérdidas de potencia de alta y/o baja tensión, según corresponda, y reducido según el factor de coincidencia a nivel de

⁴ En rigor, fuera de los cinco cargos básicos que se explican, existe una variedad de otros cargos por Servicios Asociados, tales como arriendo o mantenimiento de medidor, corte y reposición, intereses por mora, y muchos otros. El año 2004 el Decreto 197 de Servicios Asociados del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción identificó y fijó precios a algunos de estos servicios.

⁵ A un cliente de baja tensión se le aplica un factor de expansión de pérdidas total igual al producto de ambos factores, ya que para llegar a baja tensión, es necesario transitar primero en el sistema de alta tensión (sistemas en cascada).

generación⁶ que corresponda. Este cargo se aplica al consumo de potencia del cliente en horas de punta del sistema, medido en períodos de integración sucesivos de 15 minutos.

- iii. Cargo por Demanda Máxima mensual (\$/KW-mes). Corresponde a la componente del VAD (CDAT o CDBT según se trate de alta o baja tensión) asociado a los costos de inversión, operación y mantenimiento de instalaciones de líneas, transformadores, equipos y demás infraestructura con que la distribuidora debe contar para abastecer eficientemente la demanda máxima de sus clientes, reducido según el factor de coincidencia a nivel de distribución que corresponda. Este cargo se aplica al consumo de potencia del cliente sin importar la hora en que se registra. A este efecto, el período de integración para determinar la potencia es nuevamente de 15 minutos⁷.
- iv. Cargo Fijo mensual. Corresponde a la componente del VAD asociada a la atención comercial del cliente, tales como lectura de medidor, emisión de boleta, oficinas de pago, etc. Como su nombre lo indica, es independiente del consumo del cliente.
- v. Cargo único por uso del sistema de transmisión troncal (\$/KWh). Este cargo se define proporcional al consumo de energía. Da cuenta de la parte del costo del sistema de transmisión troncal que debe ser asumida explícitamente por los consumidores.

No existe hasta aquí ninguna señal de precio por sobre-consumo para el período de punta, ya que el cargo por demanda máxima en horas de punta se aplica tanto cuando el consumo del cliente es mayor como cuando es menor al que haya

⁶ Los factores de coincidencia dan cuenta de la no simultaneidad de las máximas demandas individuales y son siempre inferiores a 1. La demanda máxima del conjunto de consumidores es siempre inferior a la suma de las demandas máximas individuales, ya que todas ellos se registran en instantes distintos. Los factores de coincidencia se definen genéricamente como el cociente entre la máxima conjunta y la suma de los máximos individuales.

⁷ Así entonces, si la demanda máxima del cliente definida en iii se registra en las horas de punta consideradas en el cargo ii, el precio total de dicho consumo es la suma de ambos cargos ii y iii. En caso contrario, cada cargo se multiplica por la demanda máxima del período que corresponda.

registrado durante el período fuera de punta. Como se verá más adelante, existe una señal por sobre-consumo incluida en la opción tarifaria BT1.

d. Opciones Tarifarias No BT1

Las diferentes opciones tarifarias no BT1 se enmarcan dentro de la estructura recién descrita, y dependen básicamente del nivel de tensión: AT (alta tensión) o BT (baja tensión), y del tipo de medidores con que se registran o no se registran los consumos: (i) Medidor de consumo de energía. Este medidor registra el consumo total histórico acumulado del cliente. El consumo del mes corresponde a la diferencia entre la medición actual y la medición del mes anterior; (ii) Medidor de demanda máxima en horas de punta. Se activa exclusivamente en las horas del período de punta del sistema. Este medidor registra el consumo de energía en períodos sucesivos de 15 minutos. El consumo de potencia registrado corresponde al cociente entre el consumo de energía, y dichos 15 minutos, lo que equivale a multiplicar por 4 para expresarlo en KW⁸; y (iii) Medidor de demanda máxima. Actúa de la misma forma que el medidor anterior, pero se mantiene activo permanentemente.

Diferentes tipos tarifarios regulados hacen uso de distintos medidores, en función de la forma de pago que se haya contratado. Es así como, se puede distinguir⁹:

- i. AT4.3 (alta tensión) o BT4.3 (baja tensión). Medidores de consumo mensual de energía, de consumo mensual de potencia en horas de punta y de demanda máxima mensual.
- ii. AT4.2 o BT4.2. Medidores de consumo mensual de energía y de potencia en horas de punta. La demanda máxima de potencia es contratada.

⁸ Así por ejemplo, si el consumo de energía en 15 minutos fuera de 1 KWh, el consumo de potencia registrado en dicho período sería de 4 KW. En caso que el consumo de potencia registrado fuera inferior a la Demanda Máxima en Horas de Punta registrada hasta ese momento, prevalecerá la segunda. En caso contrario, prevalece el primero, y pasa a sustituir desde ese momento la Demanda Máxima en Horas de Punta del mes. De este modo, el cargo por demanda Máxima en Horas de Punta debe ser pagado de acuerdo al máximo consumo registrado en 15 minutos, aun en caso que el cliente disminuya o anule su consumo de potencia en el resto de las horas del mes.

⁹ Se ha omitido la opción BT1, que posteriormente se tratará en forma especial.

- iii. AT4.1 o BT4.1. Medidor de consumo mensual de energía. El consumo mensual de potencia en horas de punta y la demanda máxima mensual se contratan.
- iv. AT3 o BT3. Medidor de consumo mensual de energía y de demanda máxima mensual. En este caso la demanda de potencia en horas de punta no se mide ni se contrata. El cliente es clasificado de acuerdo a mediciones de la distribuidora como: presente en punta (tarifa mayor que incluye en mayor medida el cargo por potencia en horas de punta); o parcialmente presente en punta (tarifa menor que incluye en menor medida el cargo por potencia en horas de punta). Será clasificado como parcialmente presente en punta si el cociente entre el consumo de potencia en horas de punta y el de demanda máxima leída es inferior a 0,5¹⁰.
- v. AT2 o BT2. Medidor de consumo mensual de energía. La demanda máxima mensual se contrata. En lo demás, esta opción opera de manera similar a las tarifa AT3 o BT3, según corresponda.

Para todos los clientes anteriores (i, ii y iii), son explícitos los cinco cargos mensuales de la estructura tarifaria (definidos en la sección c). Por su parte, para los clientes del tipo iv y v, son explícitos sólo cuatro cargos (cargo por consumo mensual de energía, cargo por consumo mensual de potencia, cargo fijo mensual y cargo único por uso del sistema de transmisión troncal). El único cargo de potencia da cuenta en este caso tanto del consumo de potencia en horas de punta como de demanda máxima.

e. Tarifa BT1

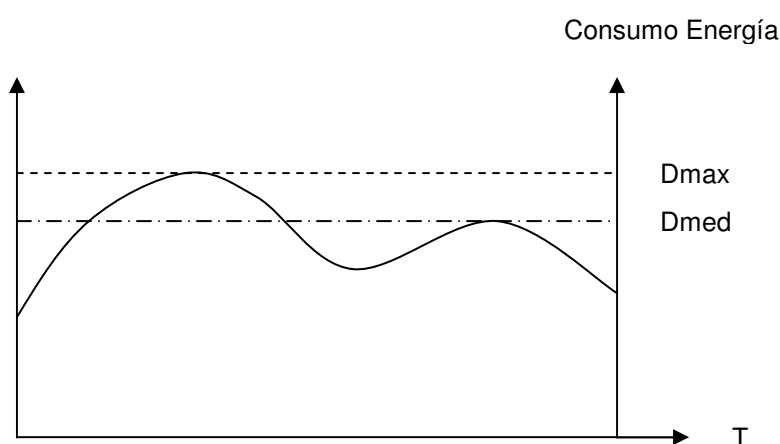
Esta opción es aplicable a clientes pequeños de capacidad de consumo inferior a 10 KW (generalmente residenciales), que constituyen la gran mayoría del universo de clientes. Sólo se utiliza un medidor simple de energía consumida. La demanda

¹⁰ Nótese que el precio de potencia finalmente utilizado en esta opción tarifaria será una mezcla entre los dos precios de potencia que utiliza la opción AT4.3.

máxima mensual y el consumo mensual de potencia en horas de punta, ni se miden ni se contratan, y se asume que son proporcionales al consumo de energía. La proporcionalidad recién señalada se refleja a través del parámetro llamado Número de Horas de Uso (NHU), que corresponde al número equivalente de horas de uso al mes. Así, por ejemplo, si el consumo mensual de un cliente residencial fuera de 300 KWh/mes, y el parámetro NHU definido en el decreto correspondiente fuera de 380 horas, se asume que el cliente demanda del sistema una potencia coincidente de $300 \text{ KWh}/380 \text{ horas} = 789 \text{ watts}$.

Es importante entender el concepto de horas de uso, ya que, según se verá posteriormente, éstas aparecen explícitamente en las fórmulas tarifarias de la opción BT1. En primer término, cabe destacar que en la determinación del parámetro Número de Horas de Uso se consideran dos aspectos; el factor de carga promedio de los clientes, que relaciona el consumo de energía con la demanda máxima de cada uno de ellos; y el factor de coincidencia correspondiente.

El factor de carga (f_c) se define como $f_c = \frac{D_{med}}{D_{max}}$, donde D_{med} es la demanda media en un período de tiempo T (es decir, $D_{med} = \frac{E}{T}$, donde E es energía), y D_{max} es la demanda máxima, en el mismo período. Gráficamente:



Reemplazando la demanda media en la definición del factor de carga, se obtiene:

$$f_c = \frac{E}{T * D_{max}} \Rightarrow D_{max} = \frac{E}{T * f_c}$$

Si no hubiese factor de coincidencia a aplicar a la demanda máxima que debe pagar un determinado consumidor, o lo que es equivalente a que existiese sólo ese consumidor, para efectos de determinar la tarifa BT1 se dirá que la demanda máxima equivale a la energía dividida por el número de horas de uso – NHU - (que será, por construcción, un número menor a las horas totales del período considerado, ya que es un equivalente a las horas en que se estaría con demanda máxima si concentráramos el consumo total del período). Por lo tanto, $D_{\max} = \frac{E}{NHU}$, lo que

$$\text{implica: } \frac{E}{NHU} = \frac{E}{T * f_c} \Rightarrow NHU = T * f_c.$$

En este contexto, el pago total (PT) que efectuará el consumidor BT1 será:

$$PT = P_e * E + P_p * D_{\max} = P_e * E + P_p * \frac{E}{NHU} = \left(P_e + \frac{P_p}{NHU} \right) * E$$

Donde:

P_e = Precio de la energía

P_p = Precio de la potencia

Como en la práctica existen muchos consumidores, es necesario modificar la fórmula anterior incluyendo el factor de coincidencia correspondiente. Lo que ocurrirá es que D_{\max} deberá estar multiplicado por el respectivo factor de coincidencia (f_{coin}). De esta forma las horas de uso incluidas en la expresión

$$\text{tarifaria serán definidas como } NHU = \frac{T * f_c}{f_{\text{coin}}}.$$

Si bien la opción tarifaria BT1 se puede entender como una forma simplificada dentro de la estructura tarifaria general, en algunos aspectos dicha simplificación llevaría en principio a contradecir la lógica del resto de las estructuras tarifarias. Lo anterior, ya que al no existir cargos explícitos por potencia (solo son implícitos) se perdería la única señal orientada a contener el consumo en el período de punta. Como se verá a continuación, esto se subsana en parte a través de los cargos de invierno.

Esta opción tarifaria se clasifica en dos modalidades; BT1-A y BT1-B. A y B son aplicables respectivamente a empresas distribuidoras cuyo período de punta local coincida o no con el período de punta del sistema. En general la punta local de las distribuidoras coincide con la punta del sistema (BT1-A). Los casos en que ocurre lo contrario son excepcionales, tratándose por lo general de balnearios con alta afluencia de turistas en período de vacaciones de verano (BT1-B). Como se verá posteriormente, es la opción BT1-A la que contiene un esquema de tarificación por sobre-consumo.

En la modalidad A son explícitos cuatro cargos (cargo fijo mensual, cargo base por consumo mensual de energía, cargo por energía adicional de invierno y cargo único por uso del sistema de transmisión). Los cargos por consumo mensual de energía dan cuenta de tres aspectos: consumo de energía propiamente tal, consumo mensual de potencia en horas de punta y demanda máxima mensual. Por su parte, en la modalidad B son explícitos cinco cargos (cargo fijo mensual, cargo por energía, cargo por potencia base, cargo por potencia de invierno y cargo único por uso del sistema de transmisión).

g. Cargo por Energía Adicional de Invierno en la Tarifa BT1-A (sobre-consumo)

En esta opción se incluye el llamado cargo por energía adicional de invierno. Los clientes del SING no están afectos a dicho cargo, ya que en ese sistema el período de punta se extiende a todos los meses del año. Este cargo se aplica en cada mes del período comprendido entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, en que el consumo del cliente exceda su límite de invierno. Se aplica a cada kWh en exceso respecto del mencionado límite. Se cobra cuando se dan dos condiciones simultáneas:

- i. Que el consumo mensual del cliente en el período de punta sea mayor a 250 kWh.
- ii. Que el cliente sobrepase su límite de invierno, definido como el mayor valor entre 200 kWh y el promedio de consumo en los meses del período fuera de punta del SIC, incrementado en un 20%.

Como se ve, este cargo no se aplica directamente al consumo adicional en período de punta por sobre el consumo promedio en período fuera de punta, ya que para efectos de comparación este último se incrementa en 20% y se acota a 200 KWh como valor mínimo. Fuera de esto, es aplicable sólo a consumos mensuales en período de punta, superiores a 250 KWh.

En virtud de lo expuesto, los cargos por energía base (CEB) y de energía adicional de invierno ($CEAI$) se determinan de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$CEB = PEBT \times PEAT \times Pe + \frac{PPAT \times PPBT \times Pp}{NHUNB} + \frac{CDBT}{NHUDB}$$

$$CEAI = PEBT \times PEAT \times Pe + \frac{2,4 \times PPAT \times PPBT \times Pp}{NHUNI} + \frac{2,4 \times CDBT}{NHUDI}$$

Donde:

Pe	:	Precio de Nudo de Energía a nivel de distribución (\$/KWh)
$PEBT$:	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión
$PEAT$:	Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión
Pp	:	Precio de Nudo de Potencia a nivel de distribución (\$/KW-mes)
$PPBT$:	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión
$PPAT$:	Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión
$CDBT$:	Costo de distribución en baja tensión (\$/KW-mes)
$NHUNB$:	Numero de horas de uso para el cálculo de potencia base coincidente con la punta del sistema
$NHUNI$:	Numero de horas de uso para el cálculo de potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema
$NHUDB$:	Numero de horas de uso para el cálculo de potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución
$NHUDI$:	Numero de horas de uso para el cálculo de potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de distribución

2,4 : Cuociente entre los meses del año y los meses del antiguo período de punta de mayo a septiembre $\left(\frac{12}{5}\right)$. Este factor arrastra el error de no corresponder al cuociente respecto del actual período de punta de marzo a septiembre, y que debiera ser de $\left(\frac{12}{7}\right)$

h. Tarifa BT1-B

Los clientes de una distribuidora que esté clasificada en modalidad B deben a su vez ser clasificados en modalidad A o B¹¹, de modo que en definitiva esta última modalidad tarifaria es aplicable sólo a una parte de sus clientes. En la modalidad B son explícitos cinco cargos (cargo fijo mensual, cargo por energía, cargo por potencia base, cargo por potencia de invierno y cargo único por uso del sistema de transmisión).

El cargo por energía (\$/KWh) se aplica en todos los meses del año al consumo registrado en cada mes.

El cargo por potencia base se aplica en todos los meses del año, independientemente del consumo registrado en cada mes, incluso si el consumo del mes respectivo es nulo, y se obtiene multiplicando el mayor de los consumos de energía de los meses de enero y febrero inmediatamente anteriores por su precio unitario (es decir, el cargo por potencia base).

El cargo por potencia de invierno se aplica solo en los meses de invierno (mayo a septiembre), y es igual al producto del consumo del mes de invierno respectivo por el precio unitario de potencia de invierno.

Los cargos por energía (*PE*), potencia base (*PB*) y potencia de invierno (*PI*) se determinan de acuerdo a las siguientes expresiones:

¹¹ Para que los clientes sean clasificados en modalidad A deben tener un promedio de consumo en el período enero a febrero inferior al doble del consumo promedio del período marzo a diciembre inmediatamente anterior.

$$PE = PEBT \times PEAT \times Pe$$

$$PB = \frac{PPAT \times PPBT \times (Pp - PNPT)}{NHUNB} + \frac{CDBT}{NHUDV}$$

$$PI = \frac{2,4 \times PPAT \times PPBT \times PNPT}{NHUNI}$$

En que se utilizan las siguientes nuevas definiciones, adicionales a las ya antes enunciadas.

<i>PNPT</i>	:	Precio de Nudo de Potencia a nivel troncal (\$/KW-mes)
<i>NHUDV</i>	:	Numero de horas de uso para el cálculo de potencia adicional de verano coincidente con la punta del sistema de distribución según la opción BT1-B

Cabe destacar que el cargo por energía, no incluye ningún cobro por consumo de potencia. Por su parte, el cargo por potencia base incluye sólo el costo del consumo de potencia adicional de distribución y de subtransmisión (el pago por potencia a la generación en el sistema está incluido en el cargo por potencia de invierno o potencia en horas de punta). El extenderlo al resto del año equivale a multiplicarlo por $\left(\frac{12}{2}\right)$ en forma análoga a como se multiplican por $\left(\frac{12}{5}\right)$ los cargos por consumo de potencia de invierno.

Se debe notar que en el término $Pp - PNPT$ se excluye el precio de nudo a nivel troncal, de modo que solo se incluye la componente de precio local de subtransmisión, que se suma a la componente del precio de potencia de distribución $CDBT$, ambos afectados de acuerdo a su respectivo Número de Horas de Uso. Inversamente, el cargo por potencia de invierno incluye solo el costo del consumo de potencia adicional de generación en horas de punta del sistema $PNPT$ multiplicado explícitamente por el factor $\left(\frac{12}{5}\right)$ y ponderado de acuerdo al respectivo Número de Horas de Uso.

Estos cargos de invierno y de verano entregan la señal de consumo en horas de punta de distribución y de generación respectivamente, y de acuerdo al consumo directo que se registre en los meses respectivos, de manera similar al resto de las tarifas no BT1. No constituyen por tanto una modalidad de cargo por sobre-consumo, como en el caso de la opción BT1-A.

2. Sector Sanitario

El procedimiento asociado a la aplicación de tarifas por sobre-consumo en período de demanda alta está descrito en el reglamento de la ley (artículos N° 19 y siguientes), razón por la cual la presentación que se hace a continuación se basará en dichos artículos y mantendrá, dentro de lo posible, la misma nomenclatura.

Respecto del mecanismo empleado, existen tres aspectos que es importante aclarar. Primero, la determinación del período de punta, método establecido en las bases de los estudios. Segundo, la determinación de los distintos cargos, distinguiendo el período de punta y no punta. Por último, la aplicación tarifaria de los cargos en los distintos momentos del año, es decir, en período de demanda alta y baja.

a. Determinación del Período de Punta

Tomando como referencia las Bases del último proceso de fijación de tarifas de Aguas Andinas, el período de punta (alta demanda) será determinado de acuerdo al procedimiento que a continuación se describe¹².

Se estima el factor de punta de un mes “i” cualquiera (fp_i) como:

$$fp_i = \frac{CM_i}{\sum_{j \neq i}^{11} CM_j} / 11$$

¹² Cabe señalar que, de acuerdo a información entregada por la contraparte, las bases preliminares del proceso tarifario 2008 se mantiene el período de punta vigente con anterioridad.

Donde:

CM_i = Consumo mensual unitario del mes i (m^3 /cliente/mes)

CM_j = Consumo mensual unitario del mes j (para $j \neq i$)

Es decir, el factor de punta del mes “ i ” será el cociente entre el consumo del mes “ i ” y el consumo promedio mensual del resto de los meses del año. Luego se identifica el mes del año con el mayor factor de punta. Posteriormente, incorporando el mes inmediatamente anterior o posterior que registra el mayor consumo unitario, se calcula el factor de punta de los dos meses, considerando el promedio de consumo de esos dos meses en el numerador, y el promedio de consumo de los meses restantes, en el denominador. Se repite este análisis incluyendo en el numerador 3, 4, 5, 6 y hasta 7 meses, determinando de este modo siete factores de punta (siempre se usa el promedio de los meses restantes en el denominador).

Se identificará el período de punta, eligiendo de entre los siete factores calculados, aquel que tiene el mayor valor. De esta forma, se definirá el período de punta como aquel comprendido por los meses incluidos en el numerador del cálculo del mayor factor de punta determinado.

El sobre-consumo se establecerá para el período de punta, como aquel consumo que se efectúe en algún mes perteneciente a dicho período, el cual supere al promedio de consumo de los meses de no punta o a un límite preestablecido convencionalmente. Es decir, existirá sobre-consumo cuando en un mes cualquiera en el período de punta, se cumpla que:

$$CM_{i \in Mp} > \max \left\{ CCon, \frac{\sum_{i=1}^{12-Mp} CM_i}{12 - Mp} \right\}$$

Donde:

$CM_{i \in Mp}$ = Consumo mensual de un mes cualquiera que pertenece al período de punta (m^3 /cliente/mes)

$CCon$ = Límite de sobre-consumo definido convencionalmente (en la actualidad, $40\text{m}^3/\text{cliente}/\text{mes}$ para la mayoría de los clientes del país)

Mp = Número de meses pertenecientes al período de punta

b. Determinación de Costos Diferenciados

De acuerdo al reglamento de la ley, se distinguen los siguientes costos para efectos de calcular las tarifas eficientes:

- Distribución de agua potable

$CVD1$ = Costo por metro cúbico asociado al volumen, en período no punta

$CVD2$ = Costo por metro cúbico asociado al volumen, en períodos punta

$CVD3$ = Costo por metro cúbico asociado a la capacidad del sistema, en períodos punta.

- Recolección de Aguas Servidas

$CVR1$ = Costo por metro cúbico asociado a volumen, en períodos no punta

$CVR2$ = Costo por metro cúbico asociado a volumen, en períodos punta

$CVR3$ = Costo por metro cúbico asociado a la capacidad del sistema, en períodos punta

- Costos Independientes del Servicio

CFC = Costo fijo mensual por cliente

- Producción de Agua Potable y Disposición de Aguas Servidas (en forma separada)

$CVP1$ = Costo por metro cúbico asociado a volumen, en períodos no punta

$CVP2$ = Costo por metro cúbico asociado a volumen, en períodos punta

CVP3 = Costo por metro cúbico asociado a la capacidad del sistema, en períodos punta

Cabe destacar que todos estos costos, utilizados para la determinación de las tarifas eficientes, están definidos reglamentariamente como costos incrementales. Más adelante, la misma normativa indica que si con estas tarifas determinadas a costo incremental no se cubre el costo total de largo plazo (CTLP), ellas deberán ser escaladas hasta que permitan cubrir dicho costo.

En la medida que la diferenciación entre período de punta y no punta proviene de un cálculo explícito realizado para estos efectos, y representa una facultad de la autoridad regulatoria, es interesante notar que en la práctica regulatoria en algunas ciudades no se efectúa esta distinción en la recolección y disposición de aguas servidas¹³. Según información recabada desde la SISS, esto se debería a que se asume que no existiría estacionalidad en estas etapas, en la medida que el mayor consumo de agua potable en el verano se asocia mayoritariamente al riego. Otro sería el caso si se tratara de lugares de veraneo, donde la estacionalidad en el consumo de agua potable, normalmente está también relacionado con una estacionalidad en la recolección y disposición de aguas servidas¹⁴.

c. Determinación de la Aplicación Tarifaria de los Costos

Los artículos 30 y siguientes del reglamento de la ley, especifican la forma en que se aplicarán los costos tarifarios antes definidos¹⁵:

- Tarifas de Eficiencia Correspondientes al Servicio de Distribución

Cargo fijo mensual por cliente: CFC

Cargo variable por metro cúbico en período no punta: $CVD1 + (Mp/12)*CVD3$

Cargo variable por metro cúbico en período punta: $CVD2 + (Mp/12)*CVD3$

¹³ De hecho, el artículo 34 del reglamento faculta a la autoridad para no realizar esta distinción.

¹⁴ Por ejemplo, en la última fijación de tarifas de Aguas Andinas (decreto N° 100, del 11 de marzo de 2005), no se consideró estacionalidad en la recolección y disposición de aguas servidas.

¹⁵ La definición de variables corresponde a la antes especificada, además, Mp representa el número de meses pertenecientes al período de punta.

Cargo variable por metro cúbico de sobre-consumo: $CVD2 + CVD3$

- Tarifas de Eficiencia Correspondientes al Servicio de Recolección de Aguas Servidas

Cargo variable por metro cúbico en período no punta: $CVR1 + (Mp/12)*CVR3$

Cargo variable por metro cúbico en período punta: $CVR2 + (Mp/12)*CVR3$

Cargo variable por metro cúbico de sobre-consumo: $CVR2 + CVR3$

- Tarifas de Eficiencia Correspondientes a la Producción de Agua Potable y Disposición de Aguas Servidas

Cargo variable por metro cúbico en período no punta: $CVP1 + (Mp/12)*CVP3$

Cargo variable por metro cúbico en período punta: $CVP2 + (Mp/12)*CVP3$

Cargo variable por metro cúbico de sobre-consumo: $CVP2 + CVP3$

De lo expuesto se puede constatar que aunque el cargo por metro cúbico asociado a la capacidad (en las distintas etapas) se define para el período punta, se aplica tanto al período punta como no punta, multiplicado por la proporción de meses punta sobre los meses del año ($Mp/12$). Además, se aplica por completo a los metros cúbicos de sobre-consumo. Posteriormente en el trabajo se demostrará que sólo el consumo en el período de punta será el que paga el costo por capacidad, tal como lo establece la teoría del modelo *peak load pricing*.

c. Las Fórmulas Tarifarias

En general, para las distintas etapas consideradas, los cargos utilizados para determinar las tarifas eficientes corresponden a costos incrementales, ya se trate del asociado al volumen consumido en período punta y no punta, o a la capacidad del sistema. Por tanto, ya sea que se trate de la distribución, de la recolección de aguas servidas, de la producción de agua potable y o de la disposición de aguas servidas, las fórmulas básicas para la determinación de costos es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 CV_{np} &= \frac{\sum_{i=1}^{35} \frac{(G_{np}^i - G_{np}^0)}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^{35} \frac{(C_{np}^i - C_{np}^0)}{(1+r)^i}} \\
 CV_p &= \frac{\sum_{i=1}^{35} \frac{(G_p^i - G_p^0)}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^{35} \frac{(C_p^i - C_p^0)}{(1+r)^i}} \\
 CVC_p &= \frac{\sum_{i=0}^j \frac{I_i}{(1+r)^i} - \frac{VR}{(1+r)^{35}} - t \sum_{i=1}^{35} \frac{D_i}{(1+r)^i}}{(1-t) \sum_{i=1}^{35} \frac{(C_p^i - C_p^0)Mp}{(1+r)^i}}
 \end{aligned}$$

Donde:

CV_{np} = Costo por metro cúbico asociado a volumen¹⁶ en el período no punta

CV_p = Costo por metro cúbico asociado a volumen en el período punta

CVC_p = Costo por metro cúbico asociado a la capacidad del sistema, en el período punta

r = Tasa de descuento

t = Tasa de impuesto

G_{np}^i = Promedio mensual de gastos de operación y mantención, asociados a la producción en el período no punta, incurridos en el año i

G_{np}^0 = Promedio mensual de gastos de operación y mantención, asociados a la producción en el período no punta, incurridos en la situación base

C_{np}^i = Promedio mensual de metros cúbicos consumidos durante los meses del período no punta, en el año i

C_{np}^0 = Promedio mensual de metros cúbicos consumidos durante los meses del período no punta, en la situación base

G_p^i = Promedio mensual de gastos de operación y mantención, asociados a la producción en el período punta, incurridos en el año i

G_p^0 = Promedio mensual de gastos de operación y mantención, asociados a la producción en el período punta, incurridos en la situación base

¹⁶ Volumen se refiere a la cantidad producida.

C_p^i = Promedio mensual de metros cúbicos consumidos durante los meses del período punta, en el año i

C_p^0 = Promedio mensual de metros cúbicos consumidos durante los meses del período punta, en la situación base

j = Número de años considerados en el período de expansión

I_i = Inversión anual correspondiente al plan de expansión del sistema

VR = Valor residual de las inversiones asociadas a la expansión del sistema

D_i = Depreciación anual correspondiente a las inversiones del plan de expansión del sistema

Mp = Número de meses del período punta

3. Comparación Normativa

Con los antecedentes ya presentados, se puede constatar que los esquemas de tarificación por sobre-consumo en los dos sectores estudiados son similares, en cuanto a la lógica genérica de aplicación, pero difieren en su estructura formal.

Las similitudes son básicamente tres. Primero, se establece un procedimiento mediante el cual los consumidores pagarán una cantidad adicional en aquellos casos en que la demanda en el período de punta sea superior a una estimación de la demanda promedio en el período de no punta. Segundo, más allá del promedio efectivo de consumo en el período no punta, el límite para determinar el sobre-consumo de cada individuo contiene una cifra convencional de consumo mínimo sobre la cual se faculta a la empresa para cobrar por este concepto. Tercero, aunque la estructura de cargos tarifarios que se derivan de la aplicación del límite por sobre-consumo parece muy distinta en cada caso, es bastante similar, entregando resultados comparables desde el punto de vista de la asignación de recursos, de acuerdo a lo que se analizará en el capítulo IV.

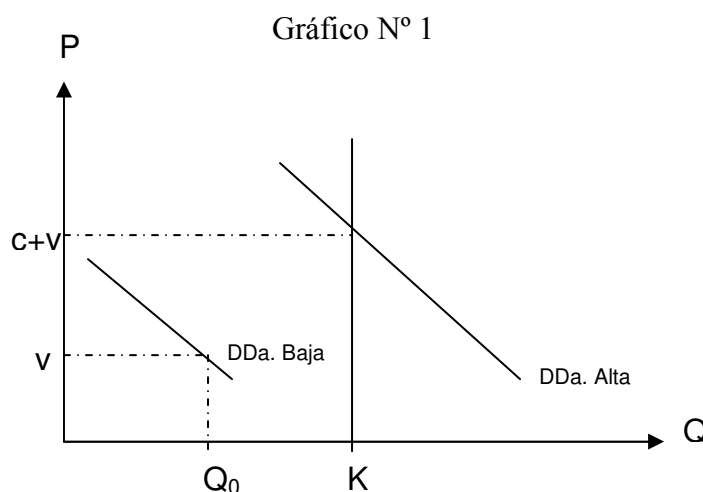
Las diferencias son las siguientes. Primero, mientras en el sector sanitario el esquema de tarifas por sobre-consumo es aplicado a todos los consumidores por igual, en el sector eléctrico, sólo se utiliza para un segmento de los consumidores;

aquellos caracterizados como residenciales, que no cuentan con medidores de potencia en sus domicilios. El resto, paga la capacidad por su aporte en el momento de demanda peak del sistema, ajustando su propia demanda máxima a la del sistema, mediante los llamados factores de coincidencia. Si bien estos factores también se aplican a los consumidores residenciales, la diferencia está en que a estos últimos no se les mide la potencia usada. Segundo, la modificación arbitraria al límite por sobre-consumo, probablemente explicada por razones distributivas, es diferente en cada caso. En el sector sanitario sólo indica que el límite de sobre-consumo es aplicable a quienes consuman más de una cierta cantidad predefinida. Por su parte, en el sector eléctrico, además de una cantidad mínima predefinida, se agrega que el mencionado límite no puede ser menor que el consumo promedio en baja demanda más un 20%.

III. Tarifas *Peak-Load Pricing* y Cargos por Sobre-Consumo

1. Tarifas Eficientes

En el contexto del modelo de peak-load pricing en que existen demandas diferenciadas a través del tiempo (alta y baja)¹⁷, la forma eficiente de tarificar en un sentido teórico está dada por el pago del costo marginal de corto plazo por parte de la demanda baja y por el costo marginal de largo plazo (que incluye el costo de capacidad) por parte de la demanda alta¹⁸.

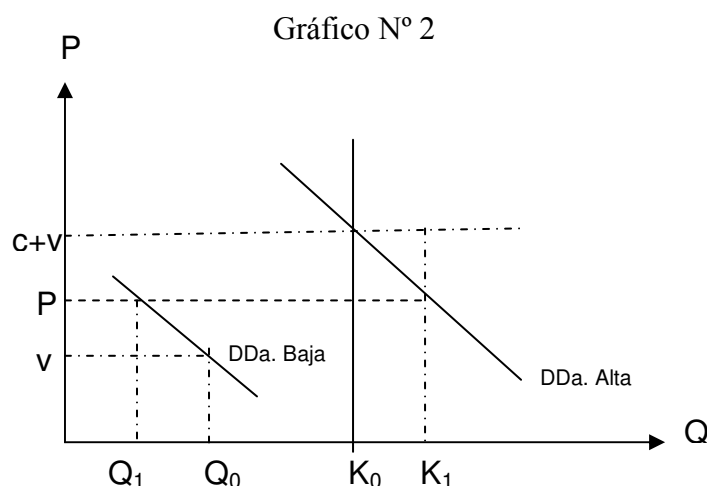


En el gráfico N° 1, los costos variables están determinados por “v” y los costos por una unidad adicional de capacidad están definidos por “c”. De este modo, la capacidad es pagada plenamente por la demanda alta (en que se demanda una capacidad igual a K, con un pago unitario de “c+v”), mientras que la demanda baja sólo paga sus costos variables (se demanda Q_0 al precio unitario de “v”). Lo anterior es una situación eficiente desde el punto de vista de la asignación de recursos.

¹⁷ Teniendo presente que el objetivo central del presente texto no es el análisis del mecanismo de tarificación del tipo *peak load pricing*, sino la estructura de tarifas por sobre-consumo, y por simplicidad y debido a su menor correspondencia con lo que se esperaría de los dos sectores analizados, se ha excluido el análisis gráfico cuando las demandas son poco diferenciadas.

¹⁸ El análisis gráfico que a continuación se presenta está basado en el texto “Economic of Regulation and Antitrust”, Viscusi, Vernon & Harrington, The MIT Press, 1995.

Se puede corroborar que una tarifa única que se pague en los momentos de alta o de baja demanda, puede cumplir la condición de autofinanciamiento de la firma, pero genera pérdida de excedentes, por lo cual no es eficiente desde la perspectiva de la asignación de recursos.



De acuerdo a lo presentado en el gráfico N° 2, si se cobra una tarifa única en ambos periodos (alta y baja demanda) igual a “P”, se producirá una pérdida de excedentes iguales a los triángulos $\left((Q_0 - Q_1) \frac{(P - v)}{2} \right)$ y $\left((K_1 - K_0) \frac{[(c + v) - P]}{2} \right)$. Por otro lado, la firma podrá estar equilibrada desde el punto de vista financiero, si el rectángulo $Q_1(P - v)$ es igual al rectángulo $K_1[(c + v) - P]$, es decir, si lo que pierde en el período de alta demanda por vender a un precio menor que el costo es equivalente a la ganancia extra en el período de baja demanda por vender a un precio mayor que el costo.

Como se verá posteriormente, en el caso chileno se aplica en la práctica un modelo tarifario tipo *peak load pricing*, aunque aparentemente modificado por la presencia en los sectores eléctrico y sanitario de tarifas por sobre-consumo en los respectivos períodos de alta demanda. Una diferencia entre los dos mencionados sectores es que en el sector eléctrico, en el caso de los clientes residenciales, el pago por capacidad se realiza en función de los costos variables de producción (pago de energía), por razones que se explicarán detalladamente más adelante. Asimismo, en este marco cada tipo de consumidor paga su propia contribución al incremento en capacidad,

mediante los llamados factores de coincidencia del sistema. Esto permite establecer tarifas diferenciadas de capacidad, en función del tipo de consumidores. De esta forma, la capacidad asociada a la generación eléctrica sólo se paga en el período de alta demanda del sistema, mientras que la capacidad por concepto de la red de distribución se paga asociada al momento del tiempo en que se produzca la máxima demanda que le corresponda.

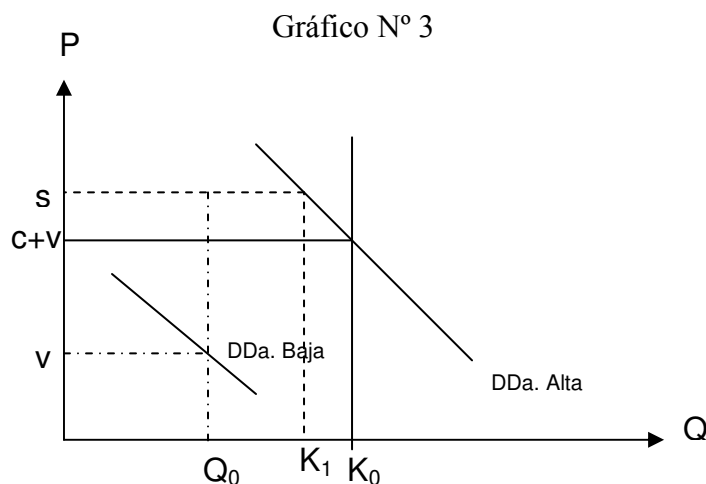
2. Cargos por Sobre-Consumo

Asumiendo que se está tarifando mediante el método de *peak load pricing*, una tarifa de sobre-consumo sólo puede explicarse desde una perspectiva distinta a la de la eficiencia, ya que puede generar una distorsión en la asignación óptima de recursos si se aplica de modo tal que el consumidor pague sólo el costo variable en el período de baja demanda¹⁹. Motivaciones redistributivas pueden justificar este tipo de modelo de tarifas, en la medida en que se pretende que aquellos que más demandan, normalmente los de mayores ingresos y de más diferencia entre sus demandas considerando los períodos de alta y baja, sean los que financian la mayor parte del sistema (más que proporcionalmente).

En presencia de tarifas por sobre-consumo, el tema de la eficiencia se puede visualizar en el siguiente gráfico, donde, asumiendo demandas altamente diferenciadas²⁰, la tarificación por *peak load pricing* está dada por las combinaciones de precio y cantidad para las demandas altas y bajas, que se presentan a continuación.

¹⁹ Ver Drexler, 2001.

²⁰ Además de las razones ya expuestas para trabajar con demandas altamente diferenciadas, existe un motivo adicional asociado a la presencia de tarifas por sobre-consumo. Para demandas similares es inconsistente pensar en tarifas por sobre-consumo. Se puede constatar en el anexo N° 1, que la capacidad demandada en período de alta y de baja es equivalente en este caso, por lo que, por construcción, no existirá un sobre-consumo respecto del cual plantear una tarifa distinta, salvo que se encarezca el precio del período de baja demanda, lo cual puede ir en contra del principio distributivo que parece sustentar la aplicación de este tipo de tarifas.



En el período de baja demanda se paga el costo variable de corto plazo correspondiente (v), por un consumo igual a Q_0 . Por su parte, en el período de alta demanda, existiendo una tarifa de sobre-consumo (s) y un consumo K_1 compatible con dicho precio, se paga sólo “ v ” por la cantidad Q_0 , y se paga “ s ” por el consumo $(K_1 - Q_0)$, que corresponde al sobre-consumo que supera al existente en el período de baja demanda. Por la condición de autofinanciamiento de la empresa, deberá ocurrir que $[(c + v) - v] * Q_0$ debe ser igual a $(K_1 - Q_0) * [s - (c + v)]$. Como se puede observar, la presencia del esquema de tarificación por sobre-consumo implica una pérdida de eficiencia equivalente al triángulo $(K_0 - K_1) * \frac{[s - (c + v)]}{2}$. Esta pérdida se explica por un nivel menor de consumo en el período de alta demanda, asociado a una capacidad instalada menor que la óptima ($K_1 < K_0$).

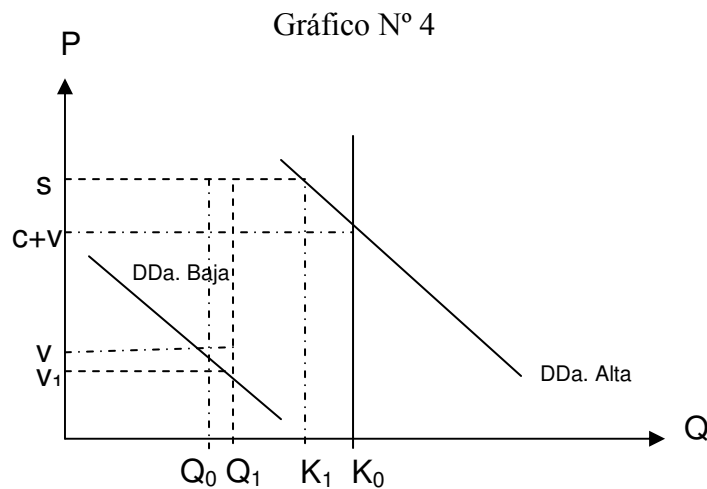
Es importante señalar que el esquema teórico de sobre-consumo descrito, que genera una distorsión en el equilibrio óptimo en alta y baja demanda, no es el empleado en Chile, por razones que se analizarán en el capítulo IV.

3. Incentivos Teóricos al Sobre-Consumo

Desde un punto de vista conceptual debe distinguirse entre los incentivos al sobre-consumo que pudiera generar una estructura diferenciada de tarifas (alta, baja y sobre-consumo en alta), de la variación en el equilibrio de consumo que pudiera generar ex-post una tarificación como la indicada. En otras palabras, es distinto concebir la posibilidad de que alguien, para disminuir su pago anual por un determinado servicio, derroche una cierta cantidad del bien, que aceptar que dicho consumidor tenga variaciones en la cantidad demanda, en función de precios relativos modificados. No es lo mismo encender la estufa eléctrica en el patio o regar la calzada frente a la casa, que demandar más aire acondicionado en el verano o regar más las plantas en invierno. En el primer caso debe existir una ganancia monetaria directa por aumentar el consumo en el período de baja demanda (dado un esquema de tarifas por sobre-consumo), mientras que en el segundo caso, bastaría que debido a la presencia de tarifas por sobre-consumo, los precios relativos entre alta y baja demanda se vieran modificados (con lo cual el equilibrio maximizador se ve alterado).

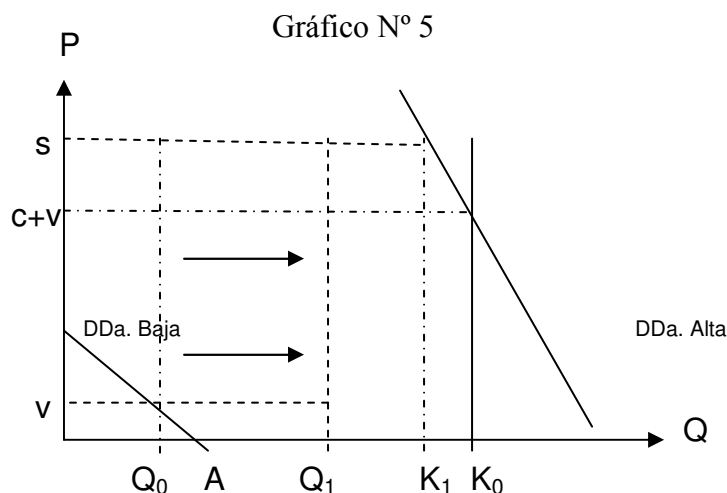
La pregunta más radical respecto a la existencia de incentivos a sobre-consumir, originados en una estructura de tarifas que incluya un castigo por sobre-consumo, está referida a la posibilidad de que sea racional incrementar el consumo en el período de baja demanda, con el objetivo de disminuir el pago anual por el servicio de que se trate (caso de derroche). No obstante, también es interesante analizar la posibilidad de que los individuos cambien su equilibrio de consumo producto de percibir un precio unitario, en el período de baja demanda, inferior al costo marginal de corto plazo (ya que lo que paga en el período de baja demanda se ve en parte compensado por una disminución del monto asociado a pagos por sobre-consumo en el período de alta demanda). En los siguientes gráficos se pueden analizar ambas situaciones.

Caso 1: Mayor Consumo en Baja Demanda; Sin Derroche



Producto de la tarifa por sobre-consumo, el consumidor percibe como costo variable (pago unitario) en el período de baja demanda un precio igual a “ v_1 ”, debido a que si bien en dicho período paga efectivamente “ v ” como precio unitario, su incremento en el consumo le implica una caída en el pago durante el período de alta demanda equivalente a $(Q_1 - Q_0) * [s - (c + v)]$, lo cual por consistencia implica que este monto debe ser igual a $(v - v_1) * Q_1$. Lo anterior genera, además de la pérdida de eficiencia ya descrita en el período de alta demanda por poseer una capacidad instalada menor a la óptima, una pérdida en el período de baja demanda originada en un incremento en el consumo más allá del nivel óptimo ($Q_0 \Rightarrow Q_1$), la cual queda determinada por el triángulo $(Q_1 - Q_0) * \frac{(v - v_1)}{2}$.

Caso 1: Mayor Consumo en Baja Demanda; Con Derroche



En este segundo caso, producto de la tarifa por sobre-consumo, el consumidor percibe como costo variable (pago unitario) en el período de baja demanda un precio menor que cero, ya que al aumentar su consumo en dicho período baja el pago anual. En otras palabras, al aumentar el consumo en el período de baja demanda implica un ahorro en el período de alta demanda (por el incremento en el límite de sobre-consumo) que es mayor que el aumento en el pago en el período de baja demanda (por el incremento en el consumo en dicho período). Con ello terminará consumiendo en el período de baja demanda una cantidad igual a la alta demanda, es decir Q_1 crecerá hasta llegar a ser igual a K_1 , ya que hasta ese límite, cada vez que aumenta el consumo en el período de baja demanda, disminuye su pago total anual por el servicio. Esta circunstancia implicaría que la persona botaría agua o electricidad en el correspondiente período de baja demanda, para efectos de disminuir su pago anual por el servicio. Cabe destacar que esta situación no se produce en el caso anterior (gráfico N° 4), puesto que en dicha condición el precio percibido en el período de baja demanda no es nunca menor que cero, lo cual se puede verificar observando que $v * (Q_1 - Q_0)$ es mayor que $[s - (c + v) * (Q_1 - Q_0)]$. Por su parte, en el gráfico N° 5, el área $v * (Q_1 - Q_0)$ -- el mayor pago en el período de baja demanda --, es menor que $[s - (c + v) * (Q_1 - Q_0)]$ -- el menor pago en el período de alta demanda --, debido al incremento en el límite de sobre-consumo.

En la circunstancia descrita, la pérdida social en el período de baja demanda es muy superior a la del caso anterior, ya que asciende a $\left[v^*(Q_1 - Q_0) - \frac{(A - Q_0) * v}{2} \right]$.

4. Análisis Bustos y Galetovic

El trabajo de Bustos y Galetovic, referido a la estructura tarifaria de sobre-consumo en el agua potable, concluye que “toda la capacidad se le cobra a quienes sobrepasan su límite de sobre-consumo en período punta”, lo que, según se mostrará en el siguiente capítulo, es correcto en espíritu, aunque debiese decir que la capacidad la paga el consumo realizado en el período de punta. Lo que muestra la modelación realizada es que un incremento marginal en el consumo durante el período de no punta tiene como resultado un aumento en la cuenta durante dicho período por el equivalente al pago de más agua al precio unitario de no punta. Lo que ocurre es que si bien, desde una primera mirada, de acuerdo a lo estipulado en el reglamento de la ley, el pago por capacidad se reparte en todo el año, al aumentar marginalmente el consumo en el período no punta, el pago adicional por capacidad en dicho período se ve compensado por la disminución en el pago por sobre-consumo en el período punta. Lo cierto es que lo señalado en el referido artículo también se cumple en términos de un análisis no marginal. De hecho, desarrollando las ecuaciones formuladas, el gasto total para un consumidor cualquiera puede expresarse como²¹:

$$\text{Gasto Total} = CO^n Q_n + (CC + CO^p) Q_p$$

Donde:

CO^n = Cargo por costos de operación cúbico en período no punta

CO^p = Cargo por costos de operación en período punta

CC = Cargo por capacidad por metro cúbico

Q_n = Consumo anual fuera de punta

Q_p = Consumo anual en punta

²¹ Para un detalle de este análisis, ver el capítulo IV en la parte correspondiente al sector sanitario.

La señal tarifaria en el período no punta sería correcta, ya que da cuenta de todos los costos de operación, y las inversiones en capacidad quedan determinadas únicamente por el consumo mayor en período de punta.

Cabe señalar que del resultado del trabajo de Bustos y Galetovic se puede concluir correctamente que la estructura tarifaria aplicada al sector sanitario chileno, no provoca incentivos a aumentos de consumo en períodos no punta, ya que el costo marginal neto de dicho aumento corresponde al costo de operación de corto plazo. Como se verá en el siguiente capítulo, los resultados encontrados en el mencionado trabajo son consistentes con una situación en que no existe incentivo a sobre-consumir en el período de baja demanda, no obstante la existencia de un límite convencional de sobre-consumo provoca un cambio en el resultado, que no está considerado en el trabajo comentado.

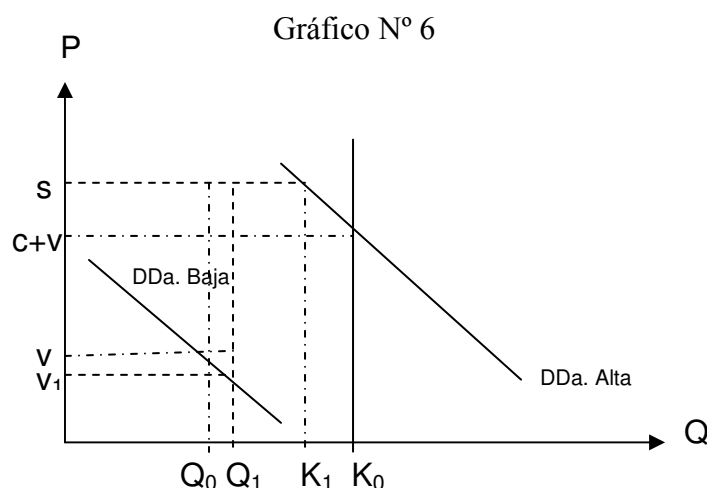
5. Análisis Drexler

Respecto al trabajo de Drexler, referido a la tarificación por sobre-consumo e incentivos a la eficiencia, cabe notar que el mencionado autor desarrolla un análisis eminentemente gráfico, a partir del cual demuestra que la aplicación de un esquema de tarifas de sobre-consumo generaría ineficiencias respecto al modelo de Peak Load Pricing. Además, señala que los incentivos a aumentar el consumo en período de baja demanda para disminuir el pago por capacidad en el período de alta demanda, llevaría a mayores ineficiencias en el esquema utilizado en Chile.

En relación al mencionado trabajo y su consistencia con los esquemas regulatorios presentes en el sector sanitario y eléctrico de Chile, se destacan los siguientes aspectos. Primero, la visión propuesta respecto a que el esquema tarifario por sobre-consumo genera ineficiencias en la asignación de recursos no es aplicable al caso chileno, dada las estructuras tarifarias específicas utilizadas (ver capítulo IV). Segundo, desde un punto de vista conceptual identifica correctamente la posibilidad de que existan incentivos a elevar el consumo en el período de baja demanda, para efectos de disminuir los pagos por sobre-consumo en el período de alta demanda, aunque dicha distorsión se provoca exclusivamente por la presencia de límites convencionales al sobre-consumo en el período de alta demanda. Tercero, el autor

realiza el análisis bajo el supuesto de que el cargo por capacidad se aplica exclusivamente en el período de alta demanda, lo cual definitivamente no es correcto para el caso chileno en ninguno de los dos sectores analizados. Cuarto, el tipo de cargo por sobre-consumo descrito por el autor es sólo aplicado en Chile a los consumidores BT1.A del sector eléctrico; todos los demás casos tienen una forma de pago diferente, a las cuales no les sería aplicable, en principio, el análisis de Drexler. Es decir, el citado análisis es aplicable al sobreprecio por sobre-consumo o tarifa por consumo adicional de invierno incluida en la tarifa BT1.A de suministro de electricidad a clientes residenciales, ya que ésta podría, teóricamente, incentivar más allá de lo conveniente el consumo de electricidad en el verano.

Otro elemento considerado en el análisis de Drexler es la posibilidad de que la condición de autofinanciamiento de la empresa, unida a un esquema de tarificación por sobre-consumo, induzca a una distorsión aún mayor en la asignación de recursos.



El fenómeno descrito se puede visualizar en el gráfico N° 6. Si las tarifas por sobre-consumo llevan aparejadas una situación de auto-financiamiento de la empresa (asumiendo que las tarifas originales del *peak load pricing* también llevan al auto-financiamiento), debiese ocurrir que $Q_0 * [(c + v) - v]$ es equivalente a $(K_1 - Q_0) * [s - (c + v)]$. Luego, si debido a los incentivos presentes en las tarifas por sobre-consumo llevan a que la demanda en el período de baja demanda aumente a “ Q_1 ”, ocurrirá que $Q_1 * [(c + v) - v_1]$ será mayor que $(K_1 - Q_1) * [s - (c + v)]$, por lo cual la firma no se financiaría. Lo anterior llevaría a tener que incrementar alguna de

las tarifas (o ambas), con el consiguiente efecto negativo en la asignación de recursos.

En todo caso, a pesar de ser acertado este análisis de auto-financiamiento, desde un perspectiva teórica, no es aplicable al caso chileno, ya que, como se demostrará en el siguiente capítulo, las estructuras tarifarias coinciden finalmente con un esquema *peak load pricing* eficiente.

IV. Distorsiones por Tarifas de Sobre-Consumo en Chile

1. Caso Eléctrico

Considerando las fórmulas tarifarias presentadas en el capítulo II, y manteniendo la misma nomenclatura, si se subdivide el año en 7 meses de no punta, octubre a abril (octubre a diciembre pertenecen al año calendario anterior), y 5 meses de punta, mayo a septiembre, y suponiendo un consumo mensual de energía parejo al interior de cada período, EV y EI respectivamente, el pago total anual $PT = PTV + PTI$ de un cliente que deba pagar energía adicional de invierno, desagregado según verano e invierno, (incluyendo el cargo fijo CF y el cargo único CU por uso del sistema de transmisión troncal incluidos), será²²:

$$\begin{aligned}
 PT = & 7 * \left[CF + CU * EV + PEBT * PEAT * Pe * EV + PPAT * PPBT * Pp * \left(\frac{EV}{NHUNB} \right) + CDBT * \left(\frac{EV}{NHUDB} \right) \right] \\
 & + 5 * \left[CF + CU * EI + PEBT * PEAT * Pe * EI + PPAT * PPBT * Pp * \left(\frac{1,2 * EV}{NHUNB} \right) + CDBT * \left(\frac{1,2 * EV}{NHUDB} \right) \right] \\
 & + 12 * \left[PPAT * PPBT * Pp * \left(\frac{EI - 1,2 * EV}{NHUNI} \right) + CDBT * \left(\frac{EI - 1,2 * EV}{NHUDI} \right) \right]^{23}
 \end{aligned}$$

Donde:

Pe	:	Precio de Nudo de Energía a nivel de distribución (\$/KWh)
$PEBT$:	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión

²² Cabe destacar que para que esta ecuación sea válida, debe ocurrir que se esté efectivamente pagando sobre consumo en el período de alta demanda, es decir, $EI > 1,2 * EV$.

²³ Nótese que el 1,2 que aparece en la fórmula en la tarifa de invierno y sobre-consumo, corresponde a que la referencia para determinar el sobre-consumo incrementa en un 20% el consumo promedio fuera de punta. A su vez, el sobre-consumo está multiplicado por 12, ya que esto es equivalente a $5 * 2,4$ (cinco meses por el factor 2,4, antes explicado en el capítulo II).

<i>PEAT</i>	:	Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión
<i>Pp</i>	:	Precio de Nudo de Potencia a nivel de distribución (\$/KW-mes)
<i>PPBT</i>	:	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión
<i>PPAT</i>	:	Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión
<i>CDBT</i>	:	Costo de distribución en baja tensión (\$/KW-mes)
<i>NHUNB</i>	:	Numero de horas de uso para el cálculo de potencia base coincidente con la punta del sistema
<i>NHUNI</i>	:	Numero de horas de uso para el cálculo de potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema
<i>NHUDB</i>	:	Numero de horas de uso para el cálculo de potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución
<i>NHUDI</i>	:	Numero de horas de uso para el cálculo de potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de distribución

Se asumirá, sin pérdida de generalidad, como de hecho ocurre para la empresa distribuidora más grande del país (Chilectra) que el número de horas de uso es igual en todos los casos considerado: $NHUNI = NHUNB = NHUDI = NHUDB = NHU$. Además, suponiendo, para efectos de una visión preliminar del problema, que el límite de sobre-consumo no está arbitrariamente incrementado en un 20% por sobre el promedio de consumo en el período de baja demanda, el pago total anual modificado (PTM) puede expresarse como:

$$\begin{aligned}
 PTM = & 7 * \left[CF + CU * EV + PEBT * PEAT * Pe * EV + PPAT * PPBT * Pp * \left(\frac{EV}{NHU} \right) + CDBT * \left(\frac{EV}{NHU} \right) \right] \\
 & + 5 * \left[CF + CU * EI + PEBT * PEAT * Pe * EI + PPAT * PPBT * Pp * \left(\frac{EV}{NHU} \right) + CDBT * \left(\frac{EV}{NHU} \right) \right] \\
 & + 12 * \left[PPAT * PPBT * Pp * \left(\frac{EI - EV}{NHU} \right) + CDBT * \left(\frac{EI - EV}{NHU} \right) \right]
 \end{aligned}$$

Lo cual es equivalente a:

$$\begin{aligned}
 PTM = & 12 * CF + EV * 7 * CU + EI * 5 * CU + EV * 7 * PEBT * PEAT * Pe + EI * 5 * PEBT * PEAT * Pe \\
 & + 12 * EV * \left(PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right) + 12 * EI * \left(PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right) \\
 & - 12 * EV * \left(PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right)
 \end{aligned}$$

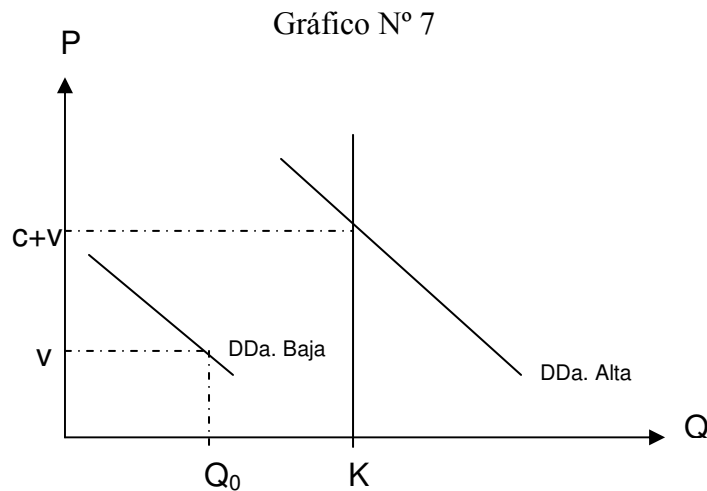
Lo que finalmente se puede expresar como:

$$PTM = 12 * CF + EV * 7 * (CU + PEBT * PEAT + Pe) + EI * 5 * (CU + PEBT * PEAT * Pe) + EI * 12 * \left(PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right)$$

Desde una perspectiva conceptual, existirán incentivos al sobre-consumo del servicio eléctrico, en el sentido de que sea razonable “botar” energía en el período de baja demanda, si para un cliente determinado un incremento en el consumo promedio en el período de baja demanda implica una disminución en el pago total anual, explicado por una caída en el cobro en el período de alta demanda asociado al alza del límite de sobre-consumo. Para chequear la ocurrencia de este fenómeno, habrá que derivar la expresión anteriormente expuesta (PTM) respecto del consumo en el período de baja demanda (EV) y verificar el signo correspondiente (si fuera menor que cero, habría incentivo a “botar” energía). EL resultado de este ejercicio es el siguiente:

$$\frac{\partial PTM}{\partial EV} = 7 * (CU + PEBT * PEAT * Pe)$$

Se puede constatar que bajo el supuesto de que el límite de sobre-consumo se estableciera exactamente equivalente al promedio de consumo del período de baja demanda (EV), el esquema de tarificación utilizado en el sector eléctrico es plenamente consistente con el modelo *peak load pricing* en que no existen tarifas por sobre-consumo, ya que el consumo de baja demanda paga el costo variable asociado a dicho consumo, y el de alta demanda paga el costo variable más el costo por capacidad (tanto el asociado a la potencia como al valor agregado de distribución). En términos gráficos esto es equivalente a la situación teórica planteada al inicio del capítulo III:



Donde:

$$v = (CU + PEBT * PEAT + Pe)$$

$$c + v = (CU + PEBT * PEAT * Pe) + \frac{12}{5} * \left(PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right)$$

En la circunstancia descrita no existiría ninguna distorsión en la asignación de recursos provocada por el esquema de tarifas por sobre-consumo. Sin embargo, como se verá a continuación, la presencia del límite convencional de sobre-consumo un 20% mayor al promedio del consumo en el período de baja demanda, genera una variación en la conclusión antes expuesta.

La expresión original del pago anual, considerando el incremento del 20% en el límite de sobre-consumo, puede reescribirse como:

$$\begin{aligned} PT = & 12 * CF + EV * 7 * CU + EI * 5 * CU + EV * 7 * PEBT * PEAT * Pe + EI * 5 * PEBT * PEAT * Pe \\ & + 13 * EV * \left(PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right) + 12 * EI * \left(PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right) \\ & - 14,4 * EV * \left(PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right) \end{aligned}$$

Lo que es igual a:

$$PT = 12 * CF + EV * 7 * (CU + PEBT * PEAT + Pe) + EI * 5 * (CU + PEBT * PEAT * Pe) + EI * 12 * \left(PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right) - EV * 1,4 * \left(PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right)$$

Al derivar esta nueva expresión respecto al consumo en el período de baja demanda, se llega al siguiente resultado:

$$\frac{\partial PT}{\partial EV} = 7(CU + PEBT * PEAT * Pe) - 1,4 * \left(PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right)$$

Para verificar el signo de esta derivada, se deben usar los valores para cada uno de los parámetros tarifarios empleados. El resultado es inambiguo y robusto para órdenes de magnitud razonable de los parámetros. Sin pérdida de generalidad, se mostrará en un análisis focalizado en la mayor empresa distribuidora del país, Chilectra, correspondiente al área típica 1 de tarifas de distribución. Los valores vigentes a agosto de 2008 de los parámetros involucrados son los siguientes:

$$CU = \text{No aplicable}^{24}$$

$$PEBT = 1,0427$$

$$PEAT = 1,0063$$

$$PPAT = 1,0088$$

$$PPBT = 1,0450$$

$$Pe = 55.142 \text{ pesos KWh}^{25}$$

$$Pp = 6296.43 \text{ pesos KW-mes}$$

$$NHUNI = NHUNB = NHUDI = NHUDB = 380$$

$$CDBT = 6320.12 \text{ pesos KW- mes}$$

Aplicando los valores se obtiene:

²⁴ Aún no están en vigencia los cargos unitarios correspondientes al uso del sistema de transmisión.

²⁵ El precio de energía se presenta sin los cargos ni abonos que pudiesen afectarlo como producto de la aplicación del artículo tercero transitorio de la ley corta II, referido al tratamiento de las distribuidoras sin contratos que deben satisfacer la demanda correspondiente a los clientes regulados.

$$\underbrace{\frac{\partial PT}{\partial EV}}_{\substack{\text{con incremento de 20\%} \\ \text{límite sobre-consumo}}} = 357,27 \text{ pesos/KWh}$$

No existiendo razón para pensar que el resultado pueda cambiar, para cualquier rango razonable de parámetros incluidos, se puede constatar que éste es significativamente mayor que cero, por lo cual no se presentan incentivos a sobre-consumir en el período de baja demanda para efectos de disminuir el pago anual de electricidad (sobre-consumir en el sentido de “botar” energía). Es decir, por el consumo adicional en el período de baja demanda, que represente un incremento en una unidad en el promedio mensual de consumo en dicho período, la cuenta anual subirá en 357 pesos.

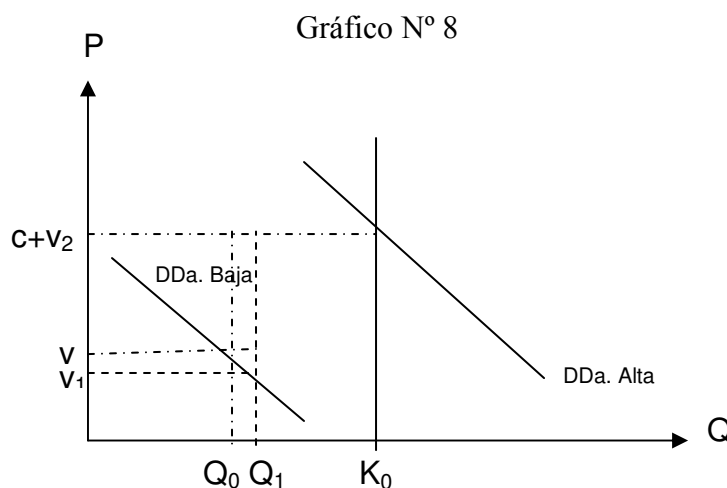
No obstante lo señalado, el mismo resultado evaluado en la situación que no incorpora el límite de sobre-consumo incrementado en un 20% entrega el siguiente valor:

$$\underbrace{\frac{\partial PT}{\partial EV}}_{\substack{\text{sin incremento de 20\%} \\ \text{límite sobre-consumo}}} = 405.01 \text{ pesos/KWh}$$

Es decir, el gasto marginal (precio efectivo anual) asociado al consumo de energía en el período de baja demanda es mayor que el que percibe el consumidor por el hecho de existir un mecanismo de castigo al sobre-consumo (se ve disminuido por la presencia del límite de sobre-consumo incrementado en un 20%). Esto implica que el equilibrio optimizador del consumidor se ve alterado por la existencia de la distorsión al cálculo del límite de sobre-consumo (consume más en el período de baja demanda, dependiendo de la elasticidad precio de la demanda, ya que percibe un precio unitario menor). Sin embargo, una vez que el límite por sobre-consumo se establece (y el pago adicional que él implica), no existirán incentivos a moverse del equilibrio de consumo que se ha escogido. Lo anterior significa que no hay

incentivo a poner la estufa eléctrica en el patio (“botar” energía) durante los meses de verano, pero probablemente se utiliza más aire acondicionado que el que se usaría en ausencia de un mecanismo de tarificación por sobre consumo.

Aunque la magnitud de la distorsión originada en el incremento convencional de 20% en el límite de sobre-consumo es de una magnitud no muy significativa, ya que representa una caída en el precio variable percibido de sólo un 12% (357,27/405,01), es interesante analizar la implicancia en la asignación de recursos que dicha condición implica. La situación descrita se puede analizar en términos gráficos.



Donde:

$$v = (CU + PEBT * PEAT + Pe) = 57,86$$

$$v_1 = (CU + PEBT * PEAT * Pe) - \frac{1,4}{7} * \left(PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right) = 51,04$$

$$c + v_2 = (CU + PEBT * PEAT * Pe) + \frac{12}{5} * \left(PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right) = 139,70$$

Se puede constatar que en este esquema particular de tarifas por sobre-consumo, que en su versión sin distorsión del límite (sin el 20% adicional) equivale plenamente al modelo de eficiencia *peak load pricing*, el precio pagado en el período de alta demanda sigue correspondiendo al costo de capacidad más el costo variable del período, es decir, es un precio no distorsionado. Sin embargo, la presencia del

incremento del límite en 20% cambia el precio efectivo percibido por los consumidores en el período de baja demanda, lo cual lleva a un aumento del consumo en dicho período a Q_1 . En otras palabras, las tarifas que prevalecerían en un esquema *peak load pricing* puro, serían “v” en el período de baja demanda (costo variable de generación en dicho período), con un consumo de Q_0 , y “c+v₂” en el período de alta demanda (costo marginal de capacidad más costo variable del período), con un consumo de K_0 .

En la circunstancia descrita no existiría distorsión, o pérdida de bienestar, por una variación en el consumo óptimo en el período de alta demanda (a diferencia del caso general presentado en el capítulo III), no obstante, el esquema empleado lleva consigo una pérdida de eficiencia, provocada por la diferencia entre el costo variable en el período de baja demanda (“v”) y el costo efectivamente percibido por los consumidores (v_1), como efecto de la tarificación por sobre-consumo que utiliza un incremento en dicho límite respecto al consumo promedio en el período de baja demanda. Al percibir los consumidores un costo unitario de hecho menor, aumentarán su consumo en el período de baja demanda desde Q_0 a Q_1 , lo cual trae aparejado una pérdida de eficiencia equivalente al triángulo $(Q_1 - Q_0) * \frac{(v - v_1)}{2}$.

Es interesante notar que el precio menor percibido en el período de baja demanda se ve explicado por el alza en el límite de sobre-consumo, lo cual, en términos del gráfico N°8, significa que el rectángulo $(Q_1 - Q_0) * ([c + v_2 - v])$ es equivalente al rectángulo $(v - v_1) * Q_1$, es decir, el menor pago por sobre-consumo es equivalente a la disminución en el precio percibido en el período de baja demanda multiplicado por el consumo en dicho período.

Cabe destacar que en la situación descrita, el establecimiento de un límite mínimo arbitrario para determinar el sobre-consumo puede implicar pérdidas para la empresa eléctrica, en la medida en que existirán consumidores que aportando con su demanda a la punta del sistema, no estarán cancelando el costo de dicho aporte, es decir, consumidores cuya consumo en el período de alta demanda es superior al de baja demanda (EV), pero inferior al límite incrementado ($1,2 * EV$). Este fenómeno

se puede visualizar en el gráfico N° 8 en la medida que se asuma que el pago sin distorsión del tipo *peak load pricing* cumpla la condición de autofinanciamiento. Bajo este supuesto, por cierto plenamente consistente con el modelo de tarificación, $(c + v_2) * K_0 + v * Q_0$ es lo que le cuesta a la empresa producir Q_0 en el período de baja demanda y K_0 en el período de alta demanda. En el nuevo equilibrio se produce lo mismo en el período de alta demanda, pero aumenta la producción a Q_1 en el de baja demanda, con lo cual la empresa deja de percibir el costo de la producción adicional en el periodo de baja demanda: $(Q_1 - Q_0) * v$. En todo caso, esta pérdida podría verse compensada por las eventuales ganancias adicionales de la empresa cuando para algunos consumidores el consumo en el período de alta sea menor que su consumo en el período de baja demanda ($EI < EV$). La demostración de este hecho excede los objetivos de la presente investigación.

Para cuantificar el efecto empírico de esta distorsión se puede utilizar los antecedentes respecto a la elasticidad de la demanda residencial por electricidad, encontrados por Benavente, Galetovic, Sanhueza y Serra (2005). Estos autores concluyen que la elasticidad precio de la demanda residencial por energía eléctrica es -0,0548 en un mes y -0,39 en el largo plazo. Asumiendo que el esquema de tarificación representa una variación de largo plazo en el precio, la caída percibida de 11,8% (de 57,86 KWh a 51,04 KWh) en el precio de la electricidad en el período de baja demanda, implicará un aumento en el consumo de 4,29%. Con los antecedentes anteriores y a partir de los datos sobre la cantidad demandada residencial promedio en el período de baja demanda, se podría tener una primera aproximación de la pérdida social mensual provocada por la distorsión, en términos de excedentes. En todo caso, esta cuantificación convendría realizarla para consumidores agrupados en diferentes “tamaños” de consumo, ya que en caso contrario el promedio empleado puede verse muy influido por los valores extremos.

Un interesante fenómeno que ocurre cuando un determinado consumidor no supera el límite de sobre-consumo convencionalmente definido, contexto en el cual su precio unitario de energía asume un valor uniforme durante el año completo, según se mostrará a continuación. En esta condición, el pago anual queda definidor por:

$$PT = 7 * \left[CF + CU * EV + PEBT * PEAT * Pe * EV + PPAT * PPBT * Pp * \left(\frac{EV}{NHU} \right) + CDBT * \left(\frac{EV}{NHU} \right) \right] \\ + 5 * \left[CF + CU * EI + PEBT * PEAT * Pe * EI + PPAT * PPBT * Pp * \left(\frac{EI}{NHU} \right) + CDBT * \left(\frac{EI}{NHU} \right) \right]$$

Por lo tanto, los cambios en el pago anual provocado por una variación en el consumo de verano e invierno serán:

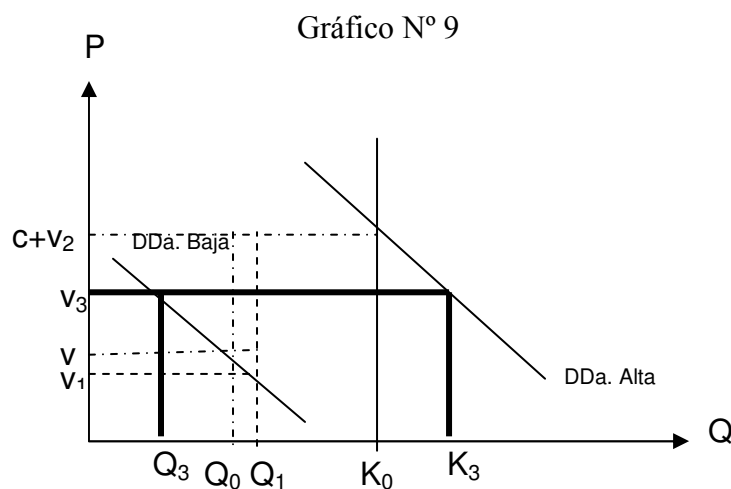
$$\frac{\partial PT}{\partial EV} = 7 * \left[CU + PEBT * PEAT * Pe + PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right]$$

$$\frac{\partial PT}{\partial EI} = 5 * \left[CU + PEBT * PEAT * Pe + PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right]$$

De lo cual se deduce que el precio mensual pagado será igual en el período de alta y en el de baja demanda, alcanzando el siguiente valor:

$$v_3 = CU + PEBT * PEAT * Pe + PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} = 91,96$$

La situación anterior se puede visualizar en el siguiente gráfico, en que siguen identificados los equilibrios antes obtenidos, de modo de tener una visión global de las distorsiones encontradas:



Donde:

$$v = (CU + PEBT * PEAT + Pe) = 57,86$$

$$v_1 = (CU + PEBT * PEAT * Pe) - \frac{1,4}{7} * \left(PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right) = 51,04$$

$$c + v_2 = (CU + PEBT * PEAT * Pe) + \frac{12}{5} * \left(PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right) = 139,70$$

$$v_3 = (CU + PEBT * PEAT * Pe) + \left(PPAT * PPBT * \frac{Pp}{NHU} + \frac{CDBT}{NHU} \right) = 91,96$$

Se puede constatar que el consumo de baja demanda será inferior al consumo socialmente óptimo ($Q_3 < Q_0$), mientras el de alta demanda será superior al mismo ($K_3 > K_0$). Este hecho es importante ya que un porcentaje muy relevante de los consumidores residenciales se encuentran en esta condición, en la que no pagan sobre-consumo en el período de alta demanda. Esta situación implica una pérdida social originada en la existencia de equilibrios de consumo sub-óptimos.

En definitiva, el establecimiento de límites convencionales al sobre-consumo, implica dos fuentes de pérdida de bienestar social. Primero, para el caso de los consumidores que efectivamente pagan sobre-consumo, existirá un consumo superior al óptimo en el período de baja demanda, explicado por un precio unitario percibido menor ($\{v, Q_0\}$ v/s $\{v_1, Q_1\}$). Segundo, para el caso de aquellos consumidores que no pagan sobre-consumo en el período de alta demanda, tanto el consumo de alta demanda como el de baja se ven distorsionados por la presencia de un precio uniforme promedio durante todo el año (v_3).²⁶

La condición descrita, en que no hay pago por sobre-consumo, se produce cuando el consumo en período de alta demanda no supera el valor máximo entre 250 KWh y

²⁶ Distinto es el caso en que el consumo en el período de alta demanda fuese inferior al correspondiente en el período de baja demanda. Sin embargo, la frecuencia estadística de este fenómeno debe ser bastante pequeña, originada en circunstancias fortuitas (como viajes, cambios de casa, etc.), ya que lo normal es que una familia, independiente de su nivel de ingreso, tienda a consumir algo más en el período de alta demanda que en el de baja.

1,2 veces el consumo promedio de verano. Es decir $EI < \max\{250KWh ; 1,2 * EV\}$.

En términos del gráfico anterior, esto significa que $K_3 < \max\{250 ; 1,2 * Q_3\}$.²⁷

Para terminar, cabe señalar que el límite arbitrario de 250 KWh, como elemento adicional al límite convencional del 20% sobre el consumo de verano, produce un aumento de la probabilidad de que un determinado consumidor se encuentre en la situación antes descrita, es decir, que teniendo un consumo de invierno superior al de verano, no pague sobre-consumo debido a la presencia de los límites mínimos establecidos convencionalmente.

2. Caso Sanitario

La forma de establecer las tarifas en el sector sanitario para las distintas etapas del servicio, según lo presentado en el capítulo II, definen un pago anual representado por la expresión que a continuación se presentará, tomando como ejemplo la etapa de distribución de agua potable²⁸:

Sean:

q_n = Consumo promedio mensual en período no punta

q_p = Consumo promedio mensual en período punta

Donde en principio se asume que $q_p > q_n$.

Luego, consistente con las fórmulas tarifarias presentadas en el capítulo II, y manteniendo la misma nomenclatura entonces definida, el pago anual de un consumidor cualquiera, correspondiente a la etapa de distribución de agua potable, quedará determinado por:

²⁷ Estos consumidores no pagarán totalmente su consumo de potencia, ya que el pago correspondería a doce veces la potencia consumida de invierno, mientras el pago efectivo alcanza a cinco veces la potencia de invierno más siete veces la potencia de verano.

²⁸ La expresión presentada es plenamente consistente con el análisis desarrollado por Bustos y Galetovic (2002) – Apéndice B --, según el cual la capacidad se paga en el consumo del período de punta.

$$PTA = 12 * CFC + q_n(12 - Mp)(CVD1 + \frac{Mp}{12}CVD3) +$$

$$Mp \left[(CVD2 + \frac{Mp}{12}CVD3)q_n + (CVD2 + CVD3)(q_p - q_n) \right]$$

Lo cual es equivalente a:

$$PTA = 12 * CFC + q_n(12 - Mp)(CVD1 + \frac{Mp}{12}CVD3) +$$

$$q_n(12 - Mp) \frac{Mp}{12 - Mp} (CVD2 + \frac{Mp}{12}CVD3) + (Mp * q_p - \frac{Mp}{12 - Mp}(12 - Mp)q_n)(CVD2 + CVD3)$$

El consumo promedio mensual en un determinado período (punta o no punta), multiplicado por los meses de dicho período, representa el consumo anual correspondiente. Por tanto sean las siguientes definiciones:

$$Q_n = q_n(12 - Mp) = \text{Consumo anual período no punta}$$

$$Q_p = q_p * Mp = \text{Consumo anual período punta}$$

$$CFCA = CFC * 12 = \text{Cargo fijo anual por cliente}$$

Luego, el pago total anual puede expresarse como:

$$PTA = CFCA + Q_n(CVD1 + \frac{Mp}{12}CVD3) + Q_n \frac{Mp}{12 - Mp} (CVD2 + \frac{Mp}{12}CVD3) + (Q_p - Q_n \frac{Mp}{12 - Mp})(CVD2 + CVD3)$$

Reordenando los términos:

$$PTA = CFCA + Q_n CVD1 + \left(\frac{Mp}{12} Q_n + \frac{Mp}{12} \frac{Mp}{12 - Mp} Q_n + Q_p - \frac{Mp}{12 - Mp} Q_n \right) CVD3 +$$

$$\left(\frac{Mp}{12 - Mp} Q_n + Q_p - \frac{Mp}{12 - Mp} Q_n \right) CVD2$$

$$= CFCA + Q_n CVD1 + \left[Q_n \left(\frac{Mp}{12} \left(1 + \frac{Mp}{12 - Mp} \right) - \frac{Mp}{12 - Mp} \right) + Q_p \right] CVD3 + Q_p CVD2$$

$$= CFCA + Q_n CVD1 + \left[Q_n \left(\frac{Mp}{12 - Mp} - \frac{Mp}{12 - Mp} \right) + Q_p \right] CVD3 + Q_p CVD2$$

De donde se obtiene el siguiente resultado final:

$$PTA = CFCA + Q_n CVD1 + Q_p (CVD2 + CVD3)$$

En términos amplios se puede señalar que existirán incentivos al sobre-consumo del servicio sanitario (en el sentido fuerte de botar agua) en la medida en que para un cliente determinado un incremento en el consumo promedio en el período de baja demanda implique una disminución en el pago total anual, explicado por una caída en el cobro en el período de alta demanda asociado a la baja del límite de sobre-consumo. Para verificar si esto efectivamente ocurre, basta con derivar la expresión anterior respecto del consumo en el período de baja demanda (Q_n) y verificar el signo correspondiente²⁹. Derivando la expresión antes formulada, se obtiene:

$$\frac{\partial PTA}{\partial Q_n} = CVD1$$

Este resultado implica que no existen incentivos a sobre consumir en el período de baja demanda, ya que el gasto marginal de la unidad adicional consumida es mayor que cero y corresponde exactamente al cargo tarifario de dicho período. Por otro lado, derivando la misma expresión respecto del consumo en el período de punta, se llega a:

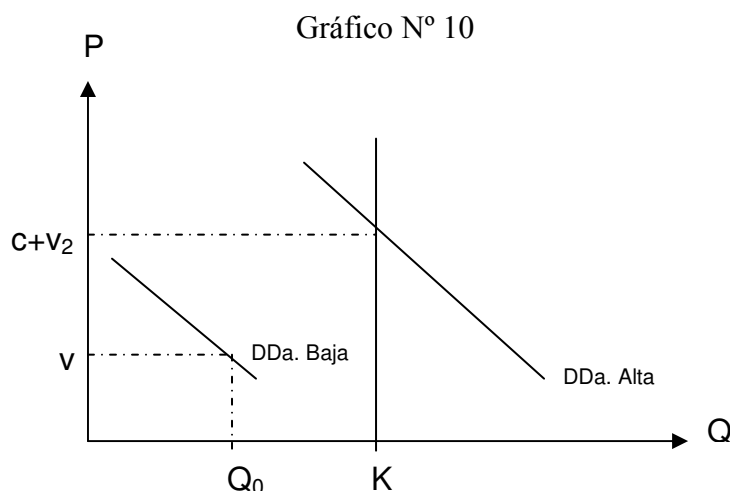
$$\frac{\partial PTA}{\partial Q_p} = CVD2 + CVD3$$

Es decir, el costo de capacidad se paga completamente con la demanda en el período de punta, lo cual es plenamente consistente con los principios de tarificación eficiente establecidos en el modelo *peak load pricing*, donde el consumo en el período de baja demanda se paga al costo marginal de corto plazo de proveer el servicio, y el consumo en el período de alta demanda se paga al costo marginal de largo plazo (costo incremental de capacidad).

²⁹ El signo de la derivada no cambiará si esta se calcula respecto del gasto mensual promedio en el período de baja demanda (q_n) o respecto al gasto anual en dicho período (Q_n), por lo cual es válido hacer el análisis con cualquiera de estas variables.

Nótese que la conclusión antes propuesta tiene validez general en el esquema de tarificación del servicio sanitario, ya que como se puede constatar en lo expuesto en el capítulo II, las estructuras tarifarias correspondientes a las distintas etapas del servicio son completamente análogas.

Gráficamente la representación es igual a la expuesta en el capítulo III:



Donde:

$$v = CVD1$$

$$c + v_2 = (CVD2 + CVD3)$$

Se puede constatar que se paga en el período de baja demanda el costo variable de corto plazo de producir, y en el período de alta, el costo marginal de largo plazo, que incluye el pago de la capacidad instalada. Lo anterior significa que no hay incentivo a regar la calle en el invierno, ni tampoco, en esta primera mirada, se riegan un poco más las plantas que lo que se haría en ausencia de un mecanismo de tarificación por sobre-consumo.

No obstante lo señalado, al igual que en el sector eléctrico existe un límite convencional al sobre-consumo que asciende a 40 mts³, con lo cual es posible que se

replique el resultado obtenido en el mencionado sector, en el sentido de que el consumo en el período de baja demanda sea finalmente superior a Q_0 .

Para analizar el fenómeno indicado, se asumirá que: $40 \text{ mts}^3 = (1 + \alpha) * q_n$. Donde α es un número mayor que cero. En este contexto, la expresión del gasto total anual será:

$$PTA = 12 * CFC + q_n (12 - Mp)(CVD1 + \frac{Mp}{12} CVD3) + \\ Mp \left[(CVD2 + \frac{Mp}{12} CVD3)q_n + (CVD2 + CVD3)(q_p - (1 + \alpha)q_n) \right]$$

Lo cual es equivalente a:

$$PTA = 12 * CFC + q_n (12 - Mp)(CVD1 + \frac{Mp}{12} CVD3) + \\ Mp \left[(CVD2 + \frac{Mp}{12} CVD3)q_n + (CVD2 + CVD3)(q_p - q_n) \right] - Mp [CVD2 + CVD3]q_n \alpha$$

Utilizando las expresiones antes definidas para Q_n y Q_p , la expresión anterior queda reducida a:

$$PTA = CFC A + Q_n \left(CVD1 - \frac{Mp}{12 - Mp} \alpha (CVD2 + CVD3) \right) + Q_p (CVD2 + CVD3)$$

Por tanto, la derivada del gasto anual respecto al consumo en el período de baja demanda entregará un número menor que el encontrado en un contexto en que no exista un incremento convencional en el límite por sobre-consumo, entendido como el consumo promedio en el período de baja demanda.

$$\underbrace{\frac{\partial PTA}{\partial Q_n}}_{\substack{\text{con incremento de } \alpha \\ \text{limite sobre-consumo}}} = CVD1 - \frac{Mp}{12 - Mp} \alpha (CVD2 + CVD3)$$

Desde el punto de vista de la asignación de recursos, este nuevo resultado es análogo al descrito en el sector eléctrico sobre la base del gráfico N°8, por lo cual el

análisis realizado en dicho contexto es plenamente aplicable al mercado de los servicios sanitarios.

Si bien se ha obtenido información, desde el Ministerio de Economía, respecto a que la elasticidad de demanda por servicios sanitarios a nivel residencial tendría valores entre -0,1 y -0,15, para poder efectuar alguna estimación sobre la magnitud de la pérdida social (de excedentes) provocada por la presencia de un límite convencional al sobre-consumo, se requeriría conocer el consumo promedio en los períodos de baja demanda, para los distintos consumidores que han efectivamente pagado sobre consumo en el período de alta demanda. La afirmación anterior se funda en que según los antecedentes entregados por la contraparte técnica, el nivel de consumo promedio agregado, para cada uno de los meses del año, es siempre menor que los 40 mts³ considerados como límite mínimo³⁰, por lo cual no se puede trabajar con los promedios. Es decir, en promedio nadie pagaría sobre-consumo, lo cual se sabe que no es efectivo a nivel de los consumidores residenciales de mayor demanda³¹.

Replicando el análisis realizado para el sector eléctrico, se verá a continuación qué ocurre cuando un determinado consumidor no paga sobre-consumo, por ejemplo, porque se encuentra entre aquellos que consumen más en el período de alta que en el de baja demanda, pero no supera el límite convencional. El resultado encontrado es perfectamente análogo al del sector eléctrico, con la única diferencia que la tarifa resultante no es completamente uniforme durante el año. Esto último se debe a que en el caso sanitario la tarifa asociada al costo marginal de corto plazo en el período de baja demanda es diferente a la estimada en el período de alta demanda, cosa que no ocurre en el sector eléctrico en el cual el precio de la energía se mantiene inalterado durante todo el año³². Por tanto, la cuenta anual de un consumidor en la situación descrita será:

³⁰ Para Aguas Andinas, en el año 2007, el promedio de consumo por cliente en el período de alta demanda fue de 26,6 mts³, mientras en el período de baja demanda fue 21,4 mts³.

³¹ A partir de la información disponible a nivel agregado para consumos promedio en distintos meses de año, estratificados por niveles de consumo, no ha sido posible estimar la pérdida social provocada por la distorsión, en la medida en que no es factible identificar el consumo en el período de baja demanda para quienes hubiesen pagado sobre-consumo en el período de alta demanda.

³² Por supuesto que se mantiene inalterado respecto de su estructura formal, con independencia de los cambios provocados por las fijaciones periódicas de tarifas o las indexaciones involucradas.

$$PTA = 12 * CFC + q_n(12 - Mp)(CVD1 + \frac{Mp}{12}CVD3) + Mp \left[(CVD2 + \frac{Mp}{12}CVD3)q_p \right]$$

Lo cual es equivalente a:

$$PTA = 12 * CFC + Q_n(CVD1 + \frac{Mp}{12}CVD3) + Q_p(CVD2 + \frac{Mp}{12}CVD3)$$

Luego:

$$\frac{\partial PTA}{\partial Q_n} = CVD1 + \frac{Mp}{12}CVD3$$

$$\frac{\partial PTA}{\partial Q_p} = CVD2 + \frac{Mp}{12}CVD3$$

En definitiva, al igual que en caso eléctrico, la presencia del límite convencional por sobre-consumo genera dos distorsiones en la asignación óptima de recursos. Por un lado, cuando el consumidor paga sobre-consumo en el período de alta demanda, se consumirá una cantidad superior a la óptima en el período de baja demanda. Por otro, si el consumidor no paga sobre-consumo debido al límite convencional impuesto (aunque su demanda en alta sea superior a la de baja), se consumirá más en el período de alta demanda y menos en el período de baja demanda, respecto a las cantidades óptimas desde la perspectiva social³³.

³³ Esto se debe a que en la segunda circunstancia descrita, el precio en el período de alta demanda será menor que el existente sin la distorsión originada en el límite convencional, mientras que lo contrario ocurrirá en el período de baja demanda.

VI. Conclusiones

Las conclusiones centrales del presente trabajo son las siguientes:

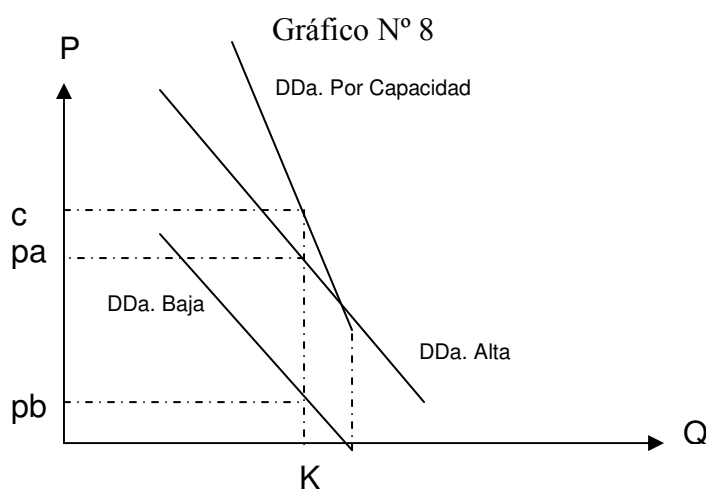
- La opinión respecto a que, por si sola (sin el establecimiento de límites convencionales) la existencia de un esquema tarifario de sobre-consumo genera ineficiencias en la asignación de recursos, no es correcta para las estructuras tarifarias usadas en Chile para los sectores eléctrico y sanitario.
- El motivo por el cual las estructuras tarifarias de sobre-consumo usadas en Chile no generan ineficiencia, es que, en la práctica, en los sectores analizados el cobro en el período de baja demanda incluye también un pago por capacidad que finalmente queda compensado en el gasto anual por el servicio. Por este motivo, las tarifas finalmente pagadas en un año corresponden exactamente a lo prescrito por el esquema *peak load pricing*, en que durante el período de baja demanda se paga el costo marginal de producción, y en el período de alta demanda se cancela el costo marginal de largo plazo, que incluye un costo variable y el costo por capacidad.
- Sin la presencia de límites convencionales al sobre-consumo, no existe ningún incentivo a que los individuos consuman más allá de la cantidad que es socialmente eficiente.
- La presencia de límites convencionales al sobre-consumo en ambos sectores, inducen a ineficiencias en la asignación de recursos. Esto ocurre en dos circunstancias diferentes. Por un lado, cuando el consumidor efectivamente paga sobre-consumo en el período de alta demanda, el precio percibido en el período de baja demanda será un poco menor que el que prevalecería sin los mencionados límites. Por esta razón, el equilibrio final de consumo en dicho período será mayor que el eficiente (es decir, mayor que el correspondiente al esquema *peak load pricing*). Por otro lado, si un consumidor no paga sobre-consumo debido a la existencia de límites convencionales para su cálculo (aunque su consumo en el período de alta demanda supere al de baja demanda),

tenderá a consumir más que la cantidad óptima en el período de alta demanda, y menos del óptimo en el período de baja demanda. En esta segunda situación, la distorsión también se origina en la variación en los precios percibidos por los consumidores, los cuales están determinados por las estructuras tarifarias empleadas.

- En el caso en que se está pagando sobre-consumo en el período de alta demanda, la distorsión en el precio eficiente, provocada por la presencia de límites convencionales al sobre-consumo, es constante en el tiempo, por lo cual no se generan incentivos adicionales a consumir una cantidad mayor en el período de baja demanda. En otras palabras, si bien ocurre, en alguna medida, a modo de ejemplo, que las personas usan un poco más de aire acondicionado en el verano y riegan más las plantas en el invierno, no hay incentivos al derroche, en el sentido de regar la calle en el invierno y poner la estufa eléctrica en el patio en el verano.
- Presumiblemente la imposición de límite mínimos convencionales para determinar el sobre-consumo en el período de alta demanda, se origina en un criterio distributivo, favoreciendo a las familias de bajos ingresos, que tienen un nivel absoluto de consumo menor. Con ello, a pesar de consumir una cantidad mayor en los períodos de alta demanda, por la estacionalidad natural de ésta, no alcanzan a superar los límites convencionales preestablecidos.
- Es posible, en el marco de otra investigación, estimar la pérdida social provocada por la presencia de los límites convencionales de sobre-consumo. Sin embargo, más allá del resultado que se obtenga, la prescripción de política será ambigua, ya que habría que comparar las pérdidas con los beneficios de la política de redistribución implícita en el esquema tarifario empleado.

Anexo N° 1: Tarifas por Sobre-consumo con Demandas Similares

Siguiendo a Viscusi, Vernon & Harrington, para simplificar el análisis se ha supuesto que el costo marginal de corto plazo es igual a cero. El siguiente gráfico indica el equilibrio en tarifas según el modelo *peak load pricing*, cuando las demandas son similares.



Asumiendo que el costo marginal por capacidad es “c”, se puede constatar que con demandas similares la tarificación induce igualar la capacidad demandada (cantidad demandada) en los períodos de alta y baja demanda: “K”, donde la demanda alta pagará un poco menor que el costo de capacidad (pa) y la demanda baja pagará un precio igual a “pb”. En este contexto, para que sea factible aplicar una tarifa por sobre-consumo, tendría que ocurrir que el consumo del alta demanda sea superior al de baja demanda, para lo cual deberá incrementarse la tarifa en baja demanda y, eventualmente también, bajar la tarifa de alta demanda (por condición de autofinanciamiento). Lo anterior no parece razonable, en principio, ya que la justificación distributiva del mecanismo de tarifas por sobre-consumo pierde toda fuerza.

Bibliografía

- Benavente, J., Galetovic, A., Sanhueza, R. y Serra, P. (2005). “Estimando la Demanda Residencial por Electricidad en Chile: El Consumo es Sensible al Precio”. Cuadernos de Economía, Vol. 42 (Mayo), pp. 31 – 61.
- Bustos, A. y Galetovic, A. (2002). “Regulación por Empresa Eficiente: ¿Quién es Realmente Usted?”, *Estudios Públicos* 86, Otoño.
- Butelmann, A. y Drexler, A. (2003). “Regulación de Tarifas en la Economía Chilena: Elementos para la agenda de discusión”. Mimeo, Ministerio de Economía de Chile.
- Drexler, Alejandro (2001). “Tarificación por Sobreconsumo e Incentivos a la Eficiencia”, mimeo, Ministerio de Economía de Chile.
- Fuentes, F. y E. Saavedra (2007a). “Un Análisis Comparado de los Mecanismos de Regulación por Empresa Eficiente y *Price – Cap*”. Documento de Investigación I – 191, ILADES-Universidad Alberto Hurtado.
- Fuentes, F. y E. Saavedra (2007b). “Soluciones a los Problemas de Implementación de la Empresa Eficiente: Plusvalía, Indivisibilidades y Obsolescencia”. Documento de Investigación I – 192, ILADES-Universidad Alberto Hurtado.
- Fuentes, F. y E. Saavedra (2007c). “Discrepancias en las Partidas de Gasto de los Procesos Tarifarios de Servicios Básicos en Chile”. Documento de Investigación I – 193, ILADES-Universidad Alberto Hurtado.
- Gómez-Lobo, A. y Vargas, M. (2001). “La Regulación de las Empresas Sanitarias en Chile: una revisión del caso de EMOS y una propuesta de reforma regulatoria”. Mimeo presentado en el encuentro de la Sociedad de Economía de Chile, Octubre de 2001.
- Ministerio de Economía (2000). Experiencias Regulatorias de una Década, LOM Ediciones.
- Quiroz, J. (2006). “Temas Bajo Análisis en Modelo de Empresa Eficiente”. Mimeo, Ministerio de Economía de Chile.
- Sánchez J. M. y Coria, J. (2003). “Definición de la Empresa Modelo en Regulación de Monopolios en Chile”. Mimeo, Ministerio de Economía de Chile.

- San Martín, G. y Fuentes, F. (2000). “Problemas Económicos en la Regulación del Sector de las Telecomunicaciones”, en *Experiencias Regulatorias de una Década*, op. cit.
- San Martín, G. Fuentes, F. y Held, G. (2001). “Estudio Análisis y Aplicación del Concepto de Empresa Modelo en los Procesos de Tarificación de Servicios Sanitarios, Eléctricos y de Telecomunicaciones”. Mimeo, Ministerio de Economía de Chile.
- Viscusi, Vernon & Harrington, *Economic of Regulation and Antitrust*, The MIT Press, 1995.