



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

DISCRIMINACIÓN DE TARIFAS Y CARGOS DE ACCESO EN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA: APLICACIÓN AL CASO DE CHILE

PABLO ANDRÉS GIACONI VARGAS

Tesis para optar al grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
RICARDO RAINERI B.

Santiago de Chile, 2000



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA
Departamento de Ingeniería Industrial y de Sistemas

DISCRIMINACIÓN DE TARIFAS Y CARGOS DE ACCESO EN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA: APLICACIÓN AL CASO DE CHILE

PABLO ANDRÉS GIACONI VARGAS

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

RICARDO RAINERI B.

SEBASTIÁN RÍOS M.

GUILLERMO PÉREZ DEL R.

JOSÉ MONTECINOS R.

Para completar las exigencias del grado
de Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, 2000

A mis Padres y a Constanza Alvear
Kraft, que me apoyaron mucho.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mi profesor supervisor, Ricardo Raineri, por toda la confianza depositada en mí, su guía y su apoyo durante la realización de esta tesis.

Agradezco especialmente a Guillermo Pérez del Río por todos sus aportes y enseñanzas a lo largo de mi trabajo.

Quiero agradecer también a los profesores integrantes de mi comisión Sebastián Ríos y José Montecinos por su disposición y sus valiosos comentarios.

Finalmente, quiero agradecer a mi familia, y especialmente a Constanza Alvear por su paciencia y apoyo durante el desarrollo de esta tesis.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INDICE DE TABLAS	vii
INDICE DE FIGURAS.....	viii
RESUMEN.....	ix
ABSTRACT	x
I INTRODUCCIÓN.....	1
II EXPERIENCIA REGULATORIA.....	4
2.1 Evolución Histórica del Sector Eléctrico	4
2.1.1 Privatizaciones.....	4
2.1.2 Marco Legal.....	5
2.2 Instituciones	7
2.3 Generación	8
2.3.1 Tarificación de la Generación.....	8
2.3.2 Operación del CDEC	10
2.4 Transmisión.....	15
2.4.1 Tarificación de la Transmisión	16
2.5 Distribución.....	20
2.5.1 Tarificación de la Distribución	21
2.6 Experiencia Internacional en Acceso	24
2.6.1 Estados Unidos	25
2.6.2 Colombia.....	31
III REGULACIÓN DE INDUSTRIAS DE REDES	35
3.1 Teoría Microeconómica	35
3.1.1 Monopolios Naturales.....	36

3.1.2	Tarificación a Costo Medio	38
3.1.3	Problemas de la Regulación.....	39
3.1.4	Problemas de la Regulación Eléctrica en Chile	40
3.2	Modelos Regulatorios	44
3.2.1	Tasa de Retorno	44
3.2.2	Price Cap.....	46
3.2.3	Yardstick Competition.....	49
3.2.4	Revenue Cap.....	56
3.3	Modelos de Acceso y Aplicaciones	61
3.3.1	Distribución Total de Costos	64
3.3.2	Regla de la Oftel	67
3.3.3	Efficient Component Pricing Rule (ECPR).....	69
3.3.4	Cargos de Acceso Ramsey.....	73
3.3.5	Síntesis de ECPR y Cargos Ramsey.....	81
IV	MODELACIÓN DE UN SISTEMA DE TARIFAS Y CARGOS DE ACCESO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	83
4.1	Supuestos y Modelación	84
4.2	Autofinanciamiento de la Firma.....	90
1.1.1	Óptimo Social	90
4.3	Cap Físico.....	92
4.3.1	Óptimo Social	92
4.3.2	Óptimo de la Firma.....	94
4.4	Price Cap.....	96
4.4.1	Óptimo Social	96
4.4.2	Óptimo de la Firma.....	98
4.5	Cargo de Acceso No Discriminatorio	99
4.6	Calibración del Modelo.....	101
4.6.1	Funciones de Demanda.....	101
4.6.2	Función de Beneficio del Consumidor	111
4.6.3	Funciones de Costos	111
4.6.4	Otros Parámetros	117
4.7	Resultados	118
4.7.1	Situación Base, Cap Físico y Price Cap.....	118

4.7.2	Asimetrías de Información	122
4.7.3	Discrecionalidad Acotada.....	124
4.7.4	Cargo de Acceso No Discriminatorio.....	128
V	CONCLUSIONES.....	130
	BIBLIOGRAFIA	133
	A N E X O S	145
	Anexo A : Operación Física y Comercial del Sistema.....	146
	A.1 Separación de la Operación.....	154
	A.1.1 Operación del Centro de Despacho	156
	A.1.2 Operación del Mercado Mayorista	162
	A.1.3 Características que se Mantienen.....	177
	Anexo B : Otras Regresiones de Demanda.....	180

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 4.1: Resultados Regresión de Demanda.....	105
Tabla 4.2: Test de Coeficientes.....	106
Tabla 4.3: Test de Regresión.....	107
Tabla 4.4: Factores de Economías de Escala	112
Tabla 4.5: Resultados del Modelo.....	119
Tabla 4.6: Resultados bajo Asimetrías de Información	123
Tabla 4.7: Resultados bajo Discrecionalidad Acotada.....	126
Tabla 4.8: Resultados bajo Acceso No Discriminatorio	129
Tabla B.1: Resultados Regresión Compacta de Demanda.....	181
Tabla B.2: Test de Coeficientes Regresión Compacta.....	182

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 3.1: Curvas de Costos bajo Economías de Escala	37
Figura 3.2: Primera y Segunda Mejor Solución.....	39
Figura 3.3: Efecto Crew - Kleindorfer	60
Figura 3.4: Ventajas de la Discrecionalidad de Precios.....	80
Figura 4.1: Curvas de Carga	86
Figura 4.2: Regresiones de Demanda	109
Figura 4.3: Evolución del Precio de Nudo del SIC.....	116

RESUMEN

En el presente estudio se analiza la industria de distribución eléctrica en Chile y su marco regulatorio, en particular lo relativo a tarifas y cargos de acceso, comparándolo con otros modelos teóricos y prácticos utilizados en las industrias de redes. A partir de este análisis, se propone un nuevo modelo que busca mejorar la eficiencia económica, medida a través del bienestar social.

El modelo propuesto, se basa en un costo básico de distribución calculado mediante la metodología yardstick competition, al igual como se hace en la actualidad en Chile. Pero, a diferencia del mecanismo actual, al momento de establecer las fórmulas tarifarias se incorporan las funciones de demanda de los distintos tipos de consumidores, es decir, se permite la discrecionalidad de precios.

Bajo este esquema, y el supuesto de que la firma posee mejor información que el regulador, se permite al monopolista determinar su política de precios, incorporando restricciones de manera que la solución de la firma converja al óptimo social. De esta manera, se ensayan dos tipos de restricciones, el price cap, y el cap físico acotado entre el costo marginal y el stand alone cost. El cap físico es una aplicación específica para la distribución eléctrica, consistente en utilizar desviaciones a los factores de coincidencia de la potencia, como factor de asignación de precios, pero sujeto a la restricción de que la firma esté balanceada entre la potencia distribuida y la potencia coincidente facturada.

Se calibra el modelo para el caso chileno, con información histórica y vigente, de cantidades, precios, costos y valores agregados de distribución; demostrándose que mediante el modelo propuesto se puede lograr un aumento de la utilidad de la firma, los consumidores y por ende, del bienestar social.

La magnitud del beneficio alcanzado depende, entre otros factores, de la elasticidad precio de las demandas involucradas. En este sentido, en la calibración del modelo se comprobó que la demanda eléctrica es altamente inelástica.

ABSTRACT

The present study analyses the electric distribution industry in Chile and its regulatory framework, in particular the issues related to tariffs and access pricing, comparing it to other theoretic and practical models used in the network industries. Since this analysis, a new model is proposed, that seeks for improving the economic efficiency, measured through the social welfare.

The proposed model, is based in a distribution basic cost calculated through yardstick competition, in the same way that is currently done in Chile. But, in difference to the current mechanism, when the tariff formulas are set, the demand functions of the different kinds of consumers are included, in other words, price discrimination is allowed.

Under this scheme, and the assumption that the firm has better information than the regulator, is allowed to the monopolist to set its price policy, incorporating restrictions in order to induce the convergence of the firm solution to the social optimum. In this way, two classes of restrictions are analysed, the price cap, and the physical cap limited between the marginal cost and the stand alone cost. The physical cap is an specific application for the electric distribution, that uses biases to the coincidence factors of the power, as a factor of price assignation, restricted to the firm balance between the power distributed and the coincident power sold.

The model is calibrated for the Chilean case, with historical and current information, of quantities, prices, costs and distribution added values; being demonstrated that through the proposed model an increment in the benefit of the firm, the consumers, and consequently, in the social welfare, can be achieved.

The magnitude of the achieved benefit depends on, among other factors, the price elasticity of the involved demands. In this sense, in the calibration of the model was proved that the electric demand is highly inelastic.

I INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico en el mundo está experimentando profundos cambios estructurales, evolucionando desde industrias estatales integradas, hacia industrias separables, privatizadas, y algunos de esos subsectores potencialmente competitivos. Los modelos regulatorios han ido evolucionando, de manera de incentivar la eficiencia económica, y de esta manera aumentar el bienestar social.

El objetivo de este estudio, es analizar el modelo regulatorio actual de distribución eléctrica y sus cargos de acceso, y a la luz de los otros modelos existentes, teóricos y prácticos, proponer un nuevo modelo que mejore la eficiencia económica, mediante la incorporación de la discriminación de precios para distintos tipos de consumidores, con el objetivo de aumentar el bienestar social. Para cuantificar los efectos del modelo propuesto, se aplicará al caso de la distribución en Chile.

En Chile, en 1982 se dicta la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N°1, que dentro de sus disposiciones principales, divide el sector eléctrico en tres subsectores: generación, transmisión y distribución. Se establece que el sector de generación no es un monopolio natural, dejándose bajo las condiciones de libre mercado. Sin embargo, la generación de cada planta es coordinada centralmente por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), y sus ventas destinadas a consumidores pequeños, siguen siendo sometidas a regulación de precios. Los sectores de transmisión y distribución presentan rendimientos crecientes a escala, conformándose como monopolios naturales, por los que se les mantiene regulados. Se establece, para los concesionarios de redes eléctricas, la obligación de brindar servidumbre de paso por las líneas eléctricas a todo el que lo requiera, sin embargo, el precio no está claramente predefinido.

Actualmente, el consumidor regulado que está suscrito a una distribuidora no puede elegir su fuente de suministro. Se ha observado, que si bien

los precios de la electricidad han bajado, éstos no o han hecho en la proporción en que se han producido los aumentos de eficiencia y tecnología.¹

Hoy en el mundo, se están realizando importantes esfuerzos por identificar las actividades potencialmente competitivas, y abrirlas al mercado, en busca de lograr una mayor eficiencia económica. Es así como hoy se identifica una nueva actividad como separable y potencialmente competitiva: la comercialización, consistente en comprar energía y potencia en mercados mayoristas y venderla a los consumidores finales.

Para que se desarrolle la actividad de comercialización, es indispensable contar con el libre acceso a las redes de transmisión – distribución. Pese a la importancia que este acceso tiene, la tarificación del acceso a las redes de distribución eléctrica, no ha sido tan extensamente estudiada, como la comercialización en sí, o como cualquiera de la otros subsectores.

En este contexto se enmarca el objetivo de este estudio, que es analizar los modelos regulatorios existentes, el modelo regulatorio actual de distribución y sus cargos de acceso, para luego proponer un nuevo modelo que mejore la eficiencia económica, aplicándolo al caso de Chile para cuantificar sus resultados.

Al tener un sistema de cargos de acceso claro y eficiente, se dan las condiciones para el desarrollo de un mercado competitivo de comercialización, con sus potenciales beneficios.

La estructura de la tesis es la siguiente. El Capítulo II describe la evolución del sector eléctrico y el marco legal y tarifario en Chile, así como también describe las experiencias en acceso en Estados Unidos y Colombia. El Capítulo III introduce el tema de la regulación de industrias de redes, la teoría, los mecanismos regulatorios y modelos de acceso existentes. En el Capítulo IV se modela un sistema de tarifas y cargos de acceso, que combina la metodología yardstick competition con el diseño de una restricción denominada cap físico acotado, analizándose su

¹ Raineri - Rudnick (1997)

eficiencia desde el punto de vista del bienestar social. Finalmente, en el Capítulo V se presentan las conclusiones.

II EXPERIENCIA REGULATORIA

2.1 Evolución Histórica del Sector Eléctrico

El proceso de reestructuración del sector eléctrico comenzó en 1978 y formó parte de la reestructuración y privatización del sector de energía en general. El principal objetivo explícito de este proceso fue promover una mayor eficiencia en el desarrollo del sector, a través de:²

- separar el rol regulador del rol empresario del Estado;
- abrir la posibilidad de competencia a través de la incorporación del sector privado en la industria;
- introducir el concepto de eficiencia en la fijación de tarifas y, al mismo tiempo, mejorar el perfil financiero de las empresas del sector.

De esta manera, en el proceso de reestructuración del sector eléctrico, se observan tres fenómenos interrelacionados: el proceso de privatización, la determinación de un nuevo marco legal y la formación de una institucionalidad para ordenar, normar y fiscalizar el sector.

2.1.1 Privatizaciones

El proceso de privatizaciones se enmarcó en el objetivo general de largo plazo del sector eléctrico, que fue el de establecer las condiciones de eficiencia económica sin subsidios cruzados.

Se buscaba eficiencia económica en tres aspectos, optimización en la asignación de los recursos, vía precios correctos, menores costos de producción, y un aumento en la disponibilidad y confiabilidad de suministro. Por otro lado, el Estado asumiría el rol subsidiario, focalizando su esfuerzo en las actividades no desarrolladas por el sector privado y ayudando directamente a los más pobres.

² Blanlot (1993)

Para fomentar la participación del sector privado, se establecieron reglas claras y estables, que fomentaban la competencia. La propiedad de las empresas quedó repartida entre muchos inversionistas nacionales y extranjeros, naturales e institucionales, asegurando así la estabilidad del camino elegido.

Para el proceso de privatizaciones, la generación fue considerada como una industria proveedora de tipo mayorista, con condiciones para un desarrollo descentralizado y competitivo. En el caso de la distribución, el hecho de ser un servicio público no implicaba que debiera permanecer como empresa estatal. Bastaba tener un marco regulatorio diseñado de modo que se garantizara la cobertura generalizada, que caracteriza a los servicios públicos, como los de rentabilidad requerida por la empresa privada.³

Los mecanismos de privatización usados principalmente fueron: devolución en acciones de los aportes financieros reembolsables, que los usuarios hacían al solicitar servicio, licitación pública, remates de paquetes de acciones en la bolsa, venta al público de pequeños montos de acciones, denominado “capitalismo popular”, en algunas ocasiones con cupos reservados para los trabajadores de las mismas empresas privatizadas.

Algunos hitos destacables en el proceso de privatización son: en 1980, la privatización de las primeras distribuidoras, SAESA y FRONTEL; entre 1983 y 1987 las distribuidoras Chilectra Metropolitana y Chilectra V Región; y entre 1988 y 1990 se privatizó ENDESA, incluyendo su sistema de transmisión.

2.1.2 Marco Legal

En 1925 entra en vigencia la primera “Ley General de Servicios Eléctricos”, estableciendo criterios para tarificar, sobre la base de una rentabilidad asegurada (criterio de tasa de retorno del capital).

³ Charún - Morandé (1996)

En 1931 se dicta la segunda Ley General de Servicios Eléctricos, con un mayor control de las empresas concesionarias, lo que provoca un desincentivo de las inversiones privadas.

En 1959 se dicta la tercera Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo mecanismos de indexación con relación al IPC, al precio de los combustibles y a los salarios. Esta ley significó un avance en la incorporación de criterios objetivos en la fijación de tarifas.

Hasta fines de 1978, la regulación era parcialmente responsabilidad de ENDESA, la Dirección de Electricidad era un organismo fiscalizador de orden técnico, y el Ministerio de Economía aprobaba las tarifas. En 1978 se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE), en adelante la Comisión, organismo asesor descentralizado abocado principalmente a actividades técnicas. También se crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) como organismo fiscalizador.

En 1982 se dicta la actual Ley General de Servicios Eléctricos, el DFL N°1, que entrega a la CNE y a la SEC, atribuciones normativas y fiscalizadoras, respectivamente. El DFL N°1, regula la producción, transporte, distribución, concesiones, servidumbres, precios, condiciones de calidad y seguridad. El propósito del DFL N°1 es promover la competencia en generación, y regular transmisión y distribución.

En 1985 se aprueba el Reglamento de Coordinación de la Operación Interconectada de Centrales Generadoras y Líneas de Transporte, a través del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

En 1998 entra en vigencia el Reglamento Eléctrico de la Ley General de Servicios Eléctricos. Este decreto especifica muchas de las normas contenidas en la ley, fija los estándares de calidad de servicio, fija un nuevo Reglamento para la operación de los CDEC, reemplazando el reglamento de 1985.

También en 1998, se modifica la Ley N°18.410 de creación de la SEC, fundamentalmente aumentándose sus atribuciones y poderes de fiscalización, incluyendo multas sustancialmente mayores a las anteriormente vigentes.

2.2 Instituciones

Comisión Nacional de Energía (CNE): definición de las políticas y estrategias de desarrollo del sector. Estudio y proposición de normas económicas y técnicas, y cálculo de tarifas y precios.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): controlar el cumplimiento de la ley, elabora información estadística para las fijaciones de precios que realiza la CNE.

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (MEFR): fijar las tarifas y fomentar el eficiente desarrollo de los subsectores generación, transmisión y distribución. Dicta normas, propuestas por la CNE, resuelve conflictos al interior de los CDEC.

Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC): coordinación de la operación del sistema de generación. Observar la seguridad del servicio. Garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones del sistema. Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión. Garantizar la competencia equitativa en el mercado de generación, sin que alguna generadora pudiese ser dominada por la empresa de transmisión. Calcular los costos marginales instantáneos, que derivan de la planificación de la operación. Coordinar la mantención preventiva mayor de las instalaciones de generación. Verificar el cumplimiento de los programas. Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre los integrantes del CDEC. Coordinar la operación de los sistemas de transmisión.

Comisión Antimonopolio: protege el funcionamiento de la libre competencia y sanciona los abusos de la posición dominante.

Superintendencia de Valores y Seguros (SVS): Fiscaliza las sociedades anónimas, las bolsas de valores, los fondos mutuos y las empresas de seguros.

Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA): Fiscaliza a las industrias y proyectos en materias relacionadas con el medio ambiente.

2.3 Generación

Del Sol y Pérez (1995), después de un amplio estudio de la literatura nacional e internacional, concluyen que al evaluar los costos de inversión y de operación de una planta generadora, que si bien existen economías de escala, éstas son moderadas por sobre los 200 MW a nivel de unidades generadoras, mientras que a nivel de empresa, los retornos son prácticamente constantes por sobre los 3 GW. Como la ley establece que el sistema chileno debe operar como si fuera una gran empresa con muchas centrales (optimalidad a la regla de precios a costo marginal), es este último criterio el que debe considerarse. En consecuencia, se concluye que en sector generación, como un todo, tendría moderadas economías de escala o estaría llegando a un nivel en el cual no habrían economías ni deseconomías de escala.

En la situación anterior, los costos marginales de largo plazo se igualan a los costos medios. Hay que destacar la necesidad de considerar los costos marginales de largo plazo al momento de tarifificar, ya que sólo de esa manera se estará recuperando también la inversión.

La existencia de economías de escala en generación se producen *ex-ante*, cuando se está decidiendo el tamaño de la planta; una vez hecha, estas economías desaparecen. Las inversiones asociadas a la planta representan un costo hundido.

Los generadores pueden vender la energía en tres mercados diferentes. Un mercado de productores en el CDEC, para completar sus contratos con terceros. Un segundo mercado formado por grandes consumidores, sobre 2 MW, que negocian libremente los precios con generadores y distribuidores. Finalmente, un tercer mercado regulado, para pequeños consumidores.

2.3.1 Tarificación de la Generación

Salvo contadas excepciones, el DFL N°1 establece que los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kW, estarán sometidos a fijación de precios. Para ello, a su vez, en los sistemas eléctricos de

capacidad instalada de generación superior a 1.500 kW, los precios de generación – transporte se regularán cuando atiendan directamente a los usuarios anteriormente definidos, o a las concesionarias de distribución, en la proporción en que éstas efectúen suministros sometidos a regulación de precios.

Adicionalmente, las transferencias de energía entre generadores, que resulten de la coordinación del despacho, son valorizados de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico, los que son calculados por el respectivo CDEC.

Los precios de nudo, para el sistema de generación - transporte se determinan semestralmente. Sobre la base de una previsión de demandas de potencia de punta y energía del sistema eléctrico para los siguientes diez años, y considerando las instalaciones existentes y en construcción, se determina el programa de obras de generación y transmisión que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamientos durante el periodo de estudio.

Con el programa de obras definido anteriormente y considerando básicamente la demanda de energía, los stocks de agua en los embalses, los costos de operación de las instalaciones, los costos de racionamiento y la tasa del 10%, se determina la operación del sistema eléctrico que minimiza la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el periodo de estudio. Para la operación del sistema definida anteriormente se calculan los costos marginales de suministro de energía en los primeros meses de operación, con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses, promediándose los valores obtenidos con factores de ponderación correspondientes a las demandas actualizadas de energía durante ese periodo. El valor así obtenido se denomina precio básico de la energía. Por costo de racionamiento se entiende el costo por kWh incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera. Este costo de racionamiento se calcula como valor único, representativo de los déficit más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.

Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico. Se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico con este tipo de unidades. Este valor se incrementa en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico. El valor resultante del procedimiento anterior se denomina precio básico de la potencia de punta.

Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un factor de penalización de energía, y un factor de penalización de la potencia de punta, que multiplicados respectivamente por los precios básicos de energía y potencia, determinan los precios de la energía y de la potencia de punta en la subestación respectiva.

El cálculo de los factores de penalización anteriormente señalados, se efectúa considerando las pérdidas marginales de transmisión de energía y potencia, para el sistema de transmisión operando con un nivel de carga tal que dicho sistema esté económicamente adaptado.

Finalmente, se realiza una verificación de mercado. Los precios anteriormente calculados no pueden diferir en más de un 10% de los precios correspondientes a suministros no sometidos a regulación de precios. Si la diferencia es mayor, la Comisión debe multiplicar todos los precios de nudo previamente determinados por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior de la banda de 10%.

2.3.2 Operación del CDEC

El artículo 81° del DFL N°1 de 1982, establece que los concesionarios que operen sistemas interconectados deberán coordinar dicha operación con el fin de:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- Garantizar la operación más económica del sistema.

- Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

La operación de las centrales generadoras y líneas de transmisión que funcionen interconectadas entre sí, formando un sistema eléctrico con capacidad instalada superior a 100 MW, debe coordinarse a través de un CDEC. Para ello, todas las empresas que pertenecen a estos sistemas, y que se encuentran en alguna de las situaciones siguientes, deben integrar su respectivo CDEC:⁴

- Ser una empresa generadora cuya capacidad instalada en el sistema exceda el 2% de la capacidad instalada total que el sistema tenía a la fecha de constituirse el CDEC que debe coordinarlo.
- Ser un autoprodutor cuya capacidad instalada de generación en el sistema sea superior al total de su demanda máxima anual de potencia en el mismo sistema y, además, sea superior al 2% de la capacidad que el sistema tenía a la fecha de constituirse el CDEC.
- Ser una empresa transmisora. Para estos efectos, se entiende que una entidad es una empresa transmisora si su giro principal es administrar sistemas de transmisión de electricidad, por cuenta propia o ajena, y si además, las instalaciones de transmisión sobre 23 kV y con a lo menos un tramo de línea de longitud superior a 100 km.
- Ser propietario de instalaciones correspondientes a las subestaciones básicas de energía o de las líneas que las interconectan.

No obstante esta obligación, las entidades anteriormente mencionadas, podrán eximirse de participar directamente en el CDEC, cuando suscriban un contrato con alguna otra entidad integrante para la entrega de la totalidad de la electricidad producida por sus instalaciones de generación. En tal caso, la entidad

⁴ Art. 168° DS N°327 de 1997

efectivamente integrante participará en el CDEC con sus instalaciones propias y con las contratadas.

Adicionalmente, pueden integrar un CDEC las entidades que operen en el respectivo sistema eléctrico y que se encuentran en alguna de las situaciones siguientes:⁵

- Ser una empresa eléctrica con capacidad instalada de generación superior a 9 MW.
- Ser un autoproducer con una capacidad instalada de generación superior a 9 MW y a su demanda máxima anual de potencia en el mismo sistema. Dicha demanda anual se calcula al momento de informar al CDEC su decisión de incorporación.

Para la aplicación de estas reglas, se entiende por capacidad instalada de generación, tanto la que se tiene en instalaciones propias como la que proviene de un contrato de adquisición de la totalidad de la energía producida por una central ajena, por un plazo mínimo de dos años.

Con el objetivo de coordinar la operación de centrales generadoras y sistemas de transporte, cada CDEC debe realizar las siguientes funciones básicas:⁶

- a) Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo, y comunicarla a quienes estén interconectados al sistema y deban operar sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes;
- b) Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica en todas las barras pertenecientes a los nudos del respectivo sistema eléctrico;

⁵ Art. 169° DS N°327 de 1997

⁶ Art. 172° DS N°327 de 1997

- c) Coordinar el mantenimiento preventivo mayor de las unidades generadoras;
- d) Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantenimiento preventivo mayor, adoptando las medidas correctivas que durante su ejecución se requieran;
- e) Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre generadores;
- f) Elaborar los procedimientos necesarios para cumplir, en cada nivel de generación y transporte, las exigencias de calidad de servicio;
- g) Establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema, para regular instantáneamente la frecuencia dentro de los límites establecidos;
- h) Coordinar la desconexión de carga en barras de consumo, así como otras medidas que fueren necesarias por parte de los integrantes del sistema eléctrico sujetos a coordinación, para preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico, según los procedimientos establecidos en el reglamento interno;
- i) Elaborar los informes que el Reglamento Eléctrico señala;
- j) Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión, de acuerdo a las facultades y obligaciones que le señala el Reglamento Eléctrico;
- k) Reunir y tener a disposición de las empresas generadoras, autoproductoras y de todo interesado que desee hacer uso del sistema de transmisión, aunque no pertenezca al CDEC, la información relativa a los valores nuevos de reemplazo, costos de operación y mantenimiento, y las proyecciones de potencia transitada y de ingresos tarifarios aplicables al cálculo de los peajes básicos y adicionales, en los distintos tramos del sistema, para los siguientes cinco años;

Para estos efectos, las empresas propietarias y operadoras de dichos tramos deberán calcular y comunicar al CDEC los valores nuevos de reemplazo y los costos de operación y mantenimiento de sus instalaciones, con la periodicidad y

forma que fije el reglamento interno y se entenderá que los montos de esos valores son los que propone a los interesados;

- l) Informar a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en la forma y plazos que éstas indiquen, las fallas y demás situaciones que afecten o puedan afectar la operación normal de centrales generadoras y líneas de transmisión del sistema, así como todo otro aspecto que pueda tener efectos en la seguridad del servicio o en la capacidad instalada del sistema.

Cada empresa productora integrante del respectivo CDEC, debe estar en condiciones de satisfacer en cada año su demanda de energía bajo condiciones de hidrología seca, para sus centrales hidroeléctricas y disponibilidad promedio en sus unidades térmicas. Con este objeto, cada año cada empresa debe entregar un balance de *Potencia y Energía Firme*, que demuestre que está en condiciones de asegurar el abastecimiento de las demandas de sus clientes, con los criterios de seguridad exigidos.

La suma de los aportes de energía de las centrales y los contratos de compra de energía a otras entidades generadoras conectadas al sistema, constituyen la energía firme de cada empresa.

La transferencia de potencia de punta entre una empresa integrante del CDEC y el resto, es igual a la diferencia entre su demanda de potencia de punta y su potencia firme.

Empresas que presenten déficit de potencia y/o energía firme para satisfacer sus contratos de suministro dan origen a los respectivos contratos de transferencia. Las transferencias de energía firme se realizan a través de negociación directa, ya que no están sometidas a regulación de precios. Las transferencias de potencia se efectúan al precio de potencia fijada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) semestralmente.

La operación se decide independientemente de los compromisos de la propietaria de los medios de generación. En el caso del CDEC-SIC, la operación se

optimiza en un horizonte de al menos dos años, debido a la existencia del embalse Laja de regulación interanual, que es capaz de desplazar energía térmica a futuro.

2.4 Transmisión

La finalidad de los sistemas interconectados es unir centros de consumo entre sí, y con las generadoras de distinta naturaleza y complementarias en sus características. Permiten que los excesos de oferta en un nudo sean aprovechados en otros, permiten funcionar con márgenes de reserva rodantes utilizables en todo el sistema, evita tener capacidad instalada de reserva en cada nudo y, permite optimizar el tamaño y momento de las nuevas inversiones.

En Chile existen cuatro sistemas interconectados, el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado del Aysén y el Sistema Interconectado de Magallanes. El más importante por su extensión y capacidad es el SIC, abarcando desde Tal-Tal hasta la Isla Grande de Chiloé, con una capacidad instalada de 6.882 MW, equivalente al 72% de la capacidad instalada del país, y 10.785 km. de líneas de transmisión. El SIC abastece al 93% de la población nacional.⁷

EL SING se extiende desde Arica hasta Tal-Tal, sin interconectarse con el SIC. Si bien abastece a sólo al 5,6% de la población, es de vital importancia para suplir los altos requerimientos de la minería que se desarrolla en el norte del país. El SING tiene una capacidad instalada de 2.502 MW, equivalente al 27% de la capacidad instalada del país, y 2.387 km. de líneas de transmisión.⁸

Los sistemas interconectados de Aysén y de Magallanes, ambos al sur del país, son de menor capacidad y sirven para satisfacer las necesidades de las localidades que sirven.

⁷ Fuente: CNE, datos al 31 de diciembre de 1999.

⁸ Fuente: CNE, datos al 31 de diciembre de 1999.

Es de general aceptación en la literatura, que existen economías de escala en transmisión. Se destaca el estudio realizado por Del Sol y Pérez (1995) que sintetiza los análisis de Joskow y Schmalense (1983), Weiss (1975) y, en el caso chileno, Bernstein (1988), concluyendo que las economías de escala presentes en el sector de transmisión, lo califican como monopolio natural. Las economías de escala se producen *ex-ante*, y las alternativas de inversión obedecen a un rango discreto de inversión, con características claras de costos hundidos.

2.4.1 Tarificación de la Transmisión

El acceso y el pago que los usuarios deben hacer por el uso de las instalaciones de transmisión de terceros, está regulado por la Ley Eléctrica, DFL N°1 de 1982.

Específicamente, el artículo 51° del DFL N°1 establece que los propietarios de líneas eléctricas están obligados a otorgar servidumbres de paso, permitiendo el uso de sus postes y torres para el establecimiento de otras líneas eléctricas, y el uso de las demás instalaciones necesarias para el paso de la energía eléctrica, tales como líneas, subestaciones y obras anexas. Esta obligación es válida para todas las líneas que hagan uso de servidumbres y de bienes nacionales de uso público.

Los interesados en establecer servidumbre de paso, deben indemnizar al propietario de las instalaciones por sus costos de inversión, a prorrata de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios de dichas instalaciones. Asimismo, el interesado debe concurrir proporcionalmente a los costos de operación y mantención. Todo otro perjuicio que se produjere en la instalación existente con motivo de la constitución de servidumbre de paso, será de cargo del interesado.

Las instalaciones y obras complementarias, principales y de respaldo, que deben considerarse para el cálculo de la indemnización serán todas aquellas necesarias para mantener la adecuada seguridad y calidad de servicio.

El costo anual de los sistemas de transmisión, que incluye la Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo más el Costo de Operación y Mantención (AVNR +

COYM), en los sistemas sometidos a regulación de precio de nudo, es solventado a través del ingreso tarifario de las líneas y del pago de peajes básico y adicional que deben efectuar las empresas generadoras por el uso de estos sistemas, a prorrata de sus potencias máximas transitadas.

El ingreso tarifario es la cantidad que percibe el propietario de las líneas y subestaciones involucradas, por las diferencias que se produzcan en la aplicación de los precios de nudo que rijan en los distintos nudos del área de influencia respecto de las inyecciones y retiros de energía y potencia en dicho nudos.

Los distintos precios de nudo dentro de un sistema interconectado, se determinan a partir del precio del nudo básico, aplicándole en cada caso el factor de penalización correspondiente. Estos factores de penalización son determinados por la Comisión Nacional de Energía, y corresponden a las pérdidas marginales del sistema de transmisión desde el nudo básico hasta el nudo donde se está determinando el precio. Con la aplicación de estos precios a las inyecciones y retiros de energía y potencia que hacen las centrales generadoras, se cubre el costo de las pérdidas, no obstante, generándose un excedente para el propietario de los sistemas de transmisión, ya que las pérdidas medias son prácticamente la mitad de las pérdidas marginales. Éste es el origen del anteriormente referido ingreso tarifario. Sin embargo, este ingreso no alcanza para cubrir los costos de operación y mantención y la anualidad de la inversión de los sistemas de transmisión. En el SIC se observa que el ingreso tarifario cubre aproximadamente el 15% de estos costos, quedando el 85% restante rentando a través del pago de peajes⁹.

El monto del peaje básico es la cantidad que resulta de sumar las anualidades correspondientes a los costos de operación, de mantenimiento y de inversión en las líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas en el área de influencia, deducido el ingreso tarifario anual señalado en el inciso anterior. A este efecto, dicho ingreso se estima para un periodo de cinco años, sobre la base de precios de nudo vigentes a la fecha de determinación del peaje, en condiciones

⁹ CNE (1993)

normales de operación esperadas. El peaje básico se paga a prorrata de la potencia máxima transitada por cada usuario, respecto de la potencia total transitada por todos los usuarios, incluido el dueño de las líneas subestaciones y demás instalaciones referidas.

El área de influencia se define como el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico, directa y necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de una central generadora. Se entiende que el propietario de la central hace uso efectivo de dichas instalaciones, independientemente del lugar y de la forma en que se comercializan los aportes de potencia y energía que aquella efectúa.

Adicionalmente, el artículo 84° del Reglamento Eléctrico, define a las instalaciones directa y necesariamente afectadas, como el conjunto mínimo de instalaciones que permiten conectar una central con la subestación básica de energía más próxima. A su vez el artículo 274°, define las subestaciones básicas de energía, como las subestaciones de referencia en las cuales se calcula el costo marginal esperado de energía del sistema.

El pago de las anualidades del peaje básico da derecho al propietario de la central generadora a retirar electricidad, sin pagos adicionales, en todos los nudos del sistema ubicados dentro de su área de influencia. Asimismo, le da derecho a retirar electricidad en todos los nudos desde los cuales, en condiciones típicas de operación del sistema, se produzcan transmisiones físicas netas hacia el área de influencia, que para estos efectos se definen como la transmisión media de energía a lo largo de un año calendario.

Si el propietario de la central generadora desea retirar electricidad en otros nudos, fuera de su área de influencia, debe convenir peajes adicionales con el propietario de las líneas y subestaciones involucradas. Estos peajes se calculan de la misma manera que el peaje básico.

El pago de peajes que debe efectuar una empresa generadora para llevar energía a sus clientes o al centro de consumo del sistema, depende en general de la distancia existente entre el generador y estos puntos de consumo. En el SIC, por

ejemplo, los generadores hidroeléctricos del sur deben pagar montos de peajes muy superiores a los cancelados por los generadores térmicos del centro y del norte.

La actual ley de peajes no es plenamente eficiente en cuanto a garantizar las condiciones necesarias para el desarrollo de un mercado competitivo dentro del sector de la generación de energía eléctrica. Lo anterior se debe fundamentalmente a la falta de transparencia en la evaluación de peajes en transmisión y de indemnizaciones en distribución, lo que brinda eventuales ventajas competitivas a los propietarios de estos sistemas.

El fundamento de la Ley Eléctrica es la separación de los sectores de generación, transmisión y distribución, y la operación del primero como un mercado competitivo. Sin embargo, en la práctica los precios de generación son regulados.¹⁰ Estos precios son determinados a partir de un cálculo teórico de los costos marginales de generación, tratando de simular la operación de un mercado competitivo en una industria que no presenta economías de escala, y por lo tanto, donde los costos marginales cubren los costos medios.

Sin embargo, el cálculo de los costos marginales de generación, se hace en forma conjunta con los costos marginales de transmisión, siendo que este sector ni en su concepción ni en la práctica ha sido un mercado competitivo. La transmisión presenta economías de escala, por lo que sus costos marginales no cubren los costos medios. Es así como fue necesario incluir el concepto del peaje básico y el adicional, para complementar al ingreso tarifario determinado a través del sistema marginalista, que sólo alcanzaba a cubrir una pequeña parte de los costos totales.

Para ser consistente con la separación estructural del sector de transmisión del de generación, que la autoridad reguladora y el espíritu del DFL N°1 persiguen, debe independizarse los sistemas de tarificación de cada uno, ya que a

¹⁰ Cabe destacar, que el DFL N°1 contempla una verificación de mercado, restringiendo el precio de nudo teórico a una banda de $\pm 10\%$ de los precios libres, en la determinación del precio de nudo regulado.

pesar de la enmienda de los ingresos tarifarios a través de los peajes básicos y adicionales, aún está unida la rentabilidad de los sistemas de transmisión, a las fijaciones de precios de nudo, por cuanto los peajes básico y adicional se calculan como complemento a un determinado ingreso tarifario, que se supone igual para un periodo de cinco años, valor que en la práctica cambia cada seis meses. Ejemplo evidente de esta distorsión, es el hecho de que sólo en los últimos cinco años el ingreso tarifario ha disminuido casi a la mitad, producto de igual disminución de los precios de nudo, mientras que el peaje, su supuesto complemento, se ha mantenido constante.

Al menos en el tratamiento conjunto de la generación y la transmisión, el sistema de peajes reconoce que existen economías de escala en transmisión, y por lo tanto se intenta cubrir los costos medios del sistema de transmisión. Sin embargo, si consideramos que la generación tiene retornos constantes a escala, como concluyeron Del Sol y Pérez (1995), forzoso es concluir que el conjunto generación – transmisión, si tiene economías de escala. Dado que el conjunto es tarifado marginalmente, la diferencia entre el costo marginal y el costo medio del sistema de transmisión, es cubierto por la generación, incurriendo en una pérdida, al hacer sus costos medios superiores a su tarificación marginal.¹¹

2.5 Distribución

Se reconoce que la distribución no presenta economías de escala significativas, tienden a configurarse en monopolios geográficos, por lo que la superposición de redes resultaría ineficiente desde el punto de vista económico.¹²

En algunos países, el negocio de comercialización, o venta minorista, se separa de la distribución de electricidad, existiendo un mercado competitivo para este tipo de negocio.

¹¹ Para un análisis más profundo de los efectos de las economías de escala en el sistema generación – transmisión, véase Del Sol y Pérez (1995).

¹² Charún – Morandé (1996)

Según dictamina el DFL N°1, los pequeños consumidores, con demanda inferior a 2 MW, tienen precios regulados, por considerarse que deben abastecerse forzosamente de redes de distribución, que son monopolios naturales en su área geográfica, y al no tener sustitutos pierden su capacidad de negociación. Los grandes usuarios tienen sustitutos como la generación propia o el acceso directo a través de las redes de transmisión. El precio regulado final es igual al precio nudo, más el valor agregado de distribución.

2.5.1 Tarificación de la Distribución

La estructura de los precios a nivel de distribución considera los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y el Valor Agregado de Distribución (VAD), adicionándolo a través de fórmulas que representan una combinación de dichos valores, de tal modo que el precio resultante de suministro corresponde al costo de utilización por parte del usuario de los recursos a nivel producción-transporte y distribución empleados.

El VAD se calcula en base a empresas modelo y considera:¹³

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de instalaciones adaptadas a su demanda, su vida útil, y una tasa igual al 10% real anual.

Las componentes anteriormente mencionadas, se calculan para un determinado número de áreas de distribución típicas, que son fijadas por la

¹³ Art. 106° DFL N°1 de 1982.

Comisión. Las componentes para cada área típica se calculan sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la Comisión. Dicho estudio se basa en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país. Las empresas concesionarias de distribución, como conjunto o individualmente, pueden contratar el mismo estudio, aplicando a las mismas áreas de distribución típicas definidas anteriormente, a otra empresa consultora, elegida por ellas de una lista de empresas acordadas con la Comisión. En este caso, la Comisión puede revisar el o los estudios encargados por las empresas, y efectuar, con la conformidad previa de ellas, las correcciones a que dé lugar esta revisión. Si no se produce acuerdo, prima el criterio de las empresas respecto de los valores obtenidos en el o los estudios encargados por ellas.

La Comisión calcula para cada área, el promedio ponderado de los valores agregados resultantes de los estudios de la Comisión y de las empresas. Los coeficientes de ponderación son: dos tercios para los que resulten del estudio encargado por la Comisión y un tercio para los valores que resulten del estudio encargado por las empresas como conjunto, o para el promedio de los valores resultantes en los estudios encargados individualmente por las empresas, si los hay.

Con los valores agregados resultantes y los precios de nudo que correspondan, la Comisión estructura un conjunto de tarifas básicas preliminares, para todas las empresas y sectores de distribución se hayan definido.

Si las tarifas básicas así determinadas, permiten al conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias obtener una tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades, que no difiera en más de cuatro puntos a la tasa de actualización definida del 10%, los valores agregados ponderados que les dan origen son aceptados. En caso contrario, los valores deben ser ajustados proporcionalmente de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

El procedimiento para calcular la tasa de rentabilidad económica es el siguiente:

- La Comisión informa a las empresas las tarifas básicas que deben analizar;
- Cada empresa determina e informa a la Comisión los ingresos que percibiría con dichas tarifas, si ellas se aplicasen a la totalidad de los suministros efectuados mediante sus instalaciones de distribución, en el año calendario inmediatamente anterior.
- A partir de los VNR de las instalaciones de distribución y de los costos de explotación correspondientes a la actividad de distribución, los que son comunicados por la SEC, la Comisión calcula la tasa de rentabilidad económica agregada para el conjunto de todas las instalaciones de distribución de las empresas considerándolas como si fueran una sola, y suponiendo que durante treinta años tienen ingresos y costos constantes.
- Si en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica agregada, una empresa obtiene ingresos superiores al 50% de los ingresos agregados totales, se reduce el factor de ponderación de dicha empresa de modo que no sobrepase el 50%.

Los valores agregados aceptados, se corrigen para cada empresa distribuidora de modo de descontarles la proporción del VNR de instalaciones aportadas por terceros que tengan, en relación al VNR de todas sus instalaciones de distribución.

Con los valores agregados definitivos, la Comisión estructura fórmulas indexadas que expresan las tarifas en función de los precios de nudo y de los índices de precio de los principales insumos de la distribución. Estas fórmulas tienen un periodo de validez de cuatro años a no ser que en el intertanto se produjere una variación acumulada del IPC superior al 100%, o bien que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades para el conjunto de todas las empresas distribuidoras, calculado según el procedimiento antes descrito, difiera en más de cinco puntos de la tasa de actualización definida del 10%. En estos casos la Comisión debe efectuar un nuevo estudio, salvo que las empresas concesionarias de distribución y la Comisión acuerden unánimemente ajustar la fórmula original.

2.6 Experiencia Internacional en Acceso

En diversas partes del mundo, las industrias de redes, tales como electricidad, telefonía local, distribución de gas y ferrocarriles, están experimentando profundos cambios. Los cambios más significativos no han sido sólo tecnológicos, sino también económicos. Muchas de las compañías de servicio público que antes estaban en manos del Estado, ahora son privadas. Dadas las características intrínsecas de esta industria, al privatizarse estas empresas se hizo necesaria la intervención del Estado a través de la regulación. Pero, los esquemas regulatorios han ido evolucionando, en muchos de ellos la tendencia es a ir liberalizando aquellas actividades que sean susceptibles a libre competencia.

En los países donde se están llevando a cabo estos cambios estructurales, los reguladores han ensayado distintos esquemas regulatorios, intentando promover la eficiencia económica en la asignación de los recursos, y el bienestar social.

Primero fue necesario establecer mecanismos para determinar los precios, pero posteriormente con la desintegración vertical de los sectores, se hace ahora necesario crear las condiciones para el acceso a las redes y su regulación.

Una de las primeras industrias donde se hizo necesaria la regulación del acceso a las redes, es la industria de telefonía local. Al desintegrarse las empresas telefónicas horizontal y verticalmente, se hizo necesario definir reglas y cargos de acceso para las llamadas locales entre dos empresas de una misma zona geográfica, y para las llamadas de larga distancia, que requieren de la red local para llegar al cliente final.

Los precursores en la regulación del acceso en telefonía han sido Inglaterra, con la privatización de la British Telecom, y Estados Unidos con la división y privatización de la AT&T. Le siguieron otros países tales como, Nueva Zelanda y varios países de latinoamericanos, entre ellos Chile, al privatizar las empresas de telefonía y posteriormente con la entrada del multicarrier.

En el sector eléctrico, una de las actividades recientemente identificada como potencialmente competitiva es la de comercialización, la que en distintas partes del mundo se está escindiendo de lo que hasta ahora se consideraba distribución.

La comercialización se puede definir como la actividad de vender energía y potencia a los clientes finales, ya sea por el propio generador, o bien por un tercero que la adquiere de un generador. En ambos casos, el comercializador debe disponer de libre acceso a las redes de transmisión-distribución para llegar hasta el cliente final.

Se pueden destacar como precursores en comercialización de energía eléctrica a Inglaterra, algunos estados de Estados Unidos, Noruega, y en Latinoamérica, Colombia.

A continuación se describe el desarrollo de la comercialización en Estados Unidos y en Colombia.

2.6.1 Estados Unidos

La comercialización representa uno de los cambios más profundos en la historia de la industria eléctrica. La comercialización es la capacidad de los generadores o brokers eléctricos de vender potencia y energía directamente a los consumidores finales.

Actualmente, ya hay programas pilotos para analizar el efecto en la operación de las empresas, tales como: niveles de demanda, umbrales de precio, asuntos operacionales, técnicas de marketing y percepción del consumidor.¹⁴

Se están ejecutando o planeando programas piloto actualmente en: Illinois, Massachusetts, Michigan, Missouri, New Hampshire, New Jersey, New York, Pennsylvania, Idaho, Washington, California, Maine, Rhode Island y Maryland.

¹⁴ Kathan y Stipnieks (1997)

Los consumidores ya están participando en seis programas pilotos en: Central Illinois Company (CILCO), Illinois Power Company (IP), Massachusetts Electric Company (MECO), empresas de New Hampshire, Orange & Rockland Utilities Inc. (O&R) y Washington Water Power Company (WWP). En todos ellos hay algunos de los elementos técnicos del libre acceso, estrategias para buscar y seleccionar a proveedores y consumidores, medición y facturación. Cada programa permite al cliente elegir dentro de un rango, hasta ahora, muy limitado de precios y servicios, pero que permite obtener alguna medida de las preferencias de los consumidores. Estos programas se parecen en que todos dan la posibilidad de elección a los grandes clientes, y todos usan perfiles estimados de carga para los clientes residenciales.

Central Illinois Light Company (CILCO): Se hicieron dos programas pilotos, los primeros de *retail access*. El primero tenía 8 clientes para un total de 50 MW, y el segundo 5.500 clientes de todas las categorías para un total de 50 MW. En su desarrollo fueron demandados por prácticas anticompetitivas, se les acusó de obtener información por adelantado referente al mercado residencial, con lo que aseguraron su preponderancia con respecto a sus competidores. Para reducir los costos de la disputa, las partes llegaron a acuerdo, CILCO aumentaría el número de clientes residenciales del programa.

Illinois Power Company (IP): Anunciaron su programa para grandes industriales poco después de CILCO, pero con la innovación de ser el primero en comprar electricidad de proveedores alternativos. El sistema cuenta con 21 clientes para un total de 50 MW. Han surgido problemas, aunque pocos, relacionados con el ajuste entre la programación del suministro de potencia y las transacciones. Además, ha habido incidentes de no entrega debido a que, en al menos dos ocasiones, el vendedor ha perdido sus fuentes de potencia.

New Hampshire: Consta de 17.000 clientes residenciales, comerciales, industriales y gubernamentales para un total de 50 MW. Lo original de este programa es que fue requerido por la legislatura estatal, además de su gran nivel de apertura y el interés que ha suscitado en los medios.

Massachusetts Electric Company (MECO): Existen dos programas pilotos, uno con 14 empresas de alta tecnología con un consumo total de 200 GWh/año y otro con 10.000 clientes residenciales y pequeños con un consumo total de 100 GWh/año. Este programa es mucho más medido y controlado que el de New Hampshire. Los clientes no son “bombardeados” con campañas publicitarias. Los consumidores pueden elegir su proveedor a través de una papeleta de votación, que envían a un facilitador independiente, otra innovación de este programa. Los proveedores pueden enviar propuestas de precios y energía combinada con otros servicios de interés.

Orange & Rockland Utilities Inc (O&R): El programa cuenta de dos fases, la primera con 65 grandes clientes industriales y comerciales para un total de 40 MW, y la segunda con 1.500 clientes residenciales para un total de 3-4 MW y 600 pequeños clientes comerciales para un total de 10 MW. Este programa, por el momento, sólo permite a los consumidores comprar energía de proveedores alternativos, la capacidad y el transporte se los siguen comprando a O&R. El hecho destacable de esta experiencia fue la incapacidad de la empresa de suscribir a todos sus clientes residenciales pilotos, incluso después de múltiples intentos y publicidad adicional. Esto indica, como similarmente sucedió en Massachusetts, que los clientes residenciales requieren más esfuerzo y atención que los grandes clientes. Además, se presentaron problemas de no entrega similares a los de IP.

Washington Water Power Company (WWP): Hay dos programas pilotos, el *Direct Access and Delivery Service* (Acceso Directo y Servicio de Transporte) y el *More Options for Power Service* (Más Opciones para Servicios de Potencia). El primero es similar al de grandes clientes de CILCO, IP y O&R. El segundo, tiene algunas características interesantes como por ejemplo que WWP incluyó en este programa a clientes dispersos aleatoriamente dentro de su área de concesión, salvo dos pueblos que fueron incluidos en su totalidad. WWP no permitió a los proveedores usar medios de publicidad masivos (TV, radio, diarios, etc.), con la excepción de los pueblos anteriormente mencionados.

Existe otra serie de características que son interesantes comparar. La flexibilidad para que los clientes entren y salgan del programa varía según las

distintas empresas, algunas exigen la permanencia por el periodo completo del programa, mientras que otras permiten, incluso, la reentrada después de haberlo abandonado.

El mecanismo de facturación más usado es mediante dos boletas: una correspondiente a la empresa no-generadora (transmisión, distribución, servicios al cliente y, en algunos casos, costos de transición), y otra del proveedor alternativo de servicios de generación. En los programas CILCO y O&R, el proveedor emite una boleta que incluye los costos a parte de la generación. En New Hampshire y WWP, depende del proveedor si se factura en forma separada o conjunta, pero en este último caso, la boleta la emite la distribuidora.

Cuando los clientes ya contaban con un medidor de demanda horaria (típicamente grandes clientes), se usaron las lecturas de esos medidores para calcular los desbalances de carga. Para el caso de los clientes residenciales, hubo que estimar perfiles de carga.

En cuanto a los costos de transición, su tratamiento varía desde cargarlos íntegramente a las empresas de transmisión-distribución, distribuirlos entre éstas y el suministrador, o ser totalmente asumidos por este último.

El nivel de educación al cliente y difusión de los distintos programas piloto fue muy variada. De todas las empresas, la que condujo el programa de educación más profundo, fue MECO con su facilitador independiente 'Environmental Futures'. Aquellos pilotos que tenían como clientes a grandes consumidores, como IP y WWP, condujeron actividades educativas muy limitadas. El programa de New Hampshire prácticamente no educó a sus clientes, crítica fundamental de este piloto. Los esfuerzos educativos del facilitador independiente de MECO incluyeron propagandas y entrevistas en diarios y radios, presentaciones a grupos comunitarios, hogar y oficinas, e incluso folletos. Sin embargo, pese a los esfuerzos de MECO y O&R la participación de clientes residenciales fue menor de lo esperada, por lo que los plazos debieron extenderse para llenar los cupos.

La respuesta de los clientes a las agresivas campañas de marketing de los suministradores fue variada. En New Hampshire, donde se llevó a cabo el programa

más amplio, muchos de los clientes eran inundados con ofertas, causando un efecto negativo.

La principal motivación de los clientes para cambiarse de suministrador fue el precio. Pero, también consideraron algunos otros factores como lo ecológico del proveedor, o previas relaciones con la empresa proveedora (por ejemplo, algunos ya eran clientes como consumidores de gas natural). Algunos clientes eligieron con base al valor agregado que algunas empresas podían entregar, como por ejemplo tarificación de mercado en tiempo real o flexibilidad en la acomodación de la carga y costos de su control. Las principales razones para la no participación fue la apatía, respuesta negativa al marketing e indecisión.

El principal descubrimiento de esta experiencia es que todas las empresas encontraron que los programas piloto fueron muy útiles y que lograron sus objetivos, siendo esenciales antes de entrar en una competencia total.

Uno de los aportes importantes de los pilotos es que ayuda a las distribuidoras a entender y desarrollar procedimientos técnicos para acomodarse a la libre elección por parte los clientes, programar la lectura de los medidores, y estimar los perfiles de carga los clientes.

La receptividad a los programas piloto varió según el tipo y tamaño de los clientes involucrados. Los grandes clientes, especialmente los industriales, estuvieron muy dispuestos a elegir su fuente de energía en forma competitiva, lo que refleja una mayor sofisticación en la manera de obtener sus fuentes de energía. La participación de los clientes residenciales probó ser más difícil.

A pesar de que ha habido casos de confusión de los clientes e insatisfacción por el nivel de ahorro alcanzado, los clientes están en general contentos con su decisión de participar en los programas piloto, en la mayoría de los casos se han alcanzado las expectativas.

En el caso de New Hampshire, los clientes más pequeños no entendieron el libre acceso, ni sus derechos, traduciéndose en malestar ante las agresivas campañas de marketing de los proveedores.

En la mayoría de los casos se hicieron intentos de agrupar la carga de los clientes. Se observaron buenos resultados, especialmente cuando los pilotos estaban focalizados en áreas geográficas específicas.

Se comprobó la utilidad y la necesidad de contar con perfiles de carga precisos para los clientes residenciales, ya que para programar el suministro se requiere conocer la carga diariamente. Los pilotos de New Hampshire y MECO están trabajando activamente en mejorar la estimación de los perfiles de carga.

Algunas distribuidoras señalan que existen proveedores que estarían vendiendo bajo sus costos. Ellas sospechan que lo harían esperando ganar más experiencia, participación de mercado o reconocimiento de marca.

Se ha observado como han ido evolucionando los pilotos, unos aprendiendo de la experiencia de los anteriores.

Todos los pilotos estuvieron de acuerdo en indicar que el precio es la razón dominante para los clientes a la hora de cambiarse de proveedor. Sin embargo, otros atributos como lo “ecológico” o las contribuciones a fondos municipales, también son considerados.

Todas las distribuidoras indican que para que los programas operen, se ha necesitado un cambio en la cultura corporativa de sus empresas, por pequeños que sean los pilotos, ya que procedimientos operativos que antes eran estándar, ahora estaban siendo modificados. Deben hacerse programaciones de cargas más pequeñas.

Quedan cosas por resolver antes de entrar en una competencia total tales como los casos en que la distribuidora se encuentra relacionada con una empresa proveedora, problemas de marketing cuando se usan las mismas marcas, y de competencia al competir en una misma área de servicio.

Se debe analizar el tema impositivo. Si bien los impuestos no están directamente relacionados con los programas de libre acceso, su recaudación puede verse afectada. En estados como New Hampshire donde no hay un impuesto estatal a los ingresos o a las ventas, y donde los impuestos a las distribuidoras es uno de los principales ingresos del estado, perder un 20% o más de este impuesto debido al

suministro competitivo de electricidad producirá un efecto negativo en las finanzas del estado.

Debido a la confusión acaecida en New Hampshire, ha habido solicitudes explícitas de certificación de comercializadores para proteger a los consumidores. Estas certificaciones incluirían reglas estrictas de elegibilidad, procedimientos para reclamos de clientes, garantías y otras medidas de protección al cliente.

La libre competencia requerirá de nuevos sistemas para los clientes, tales como procedimientos de servicio, sistemas de información y procedimientos para establecer la carga. Al principio los departamentos de información se verán saturados de consultas. Además, se requerirán sistemas de rastreo y bases de datos para identificar al proveedor de cada cliente y procesar sus cambios.

Se deberán desarrollar procedimientos para medir y facturar, además de mejorar los perfiles de carga de los clientes. No se requerirían medidores horarios en el corto plazo.

Durante la transición es importante mantener dentro de las alternativas de elección, permanecer bajo el sistema actual, es decir, con la venta y la distribución ligadas.

Hasta ahora la separación de funciones entre proveedores y distribuidores ha sido limitada. La mayoría de los pilotos mantienen unidas la medición, facturación y servicios al cliente a las tarifas de distribución. En el futuro esta separación puede ser necesaria o bien requerida. Deben examinarse estas funciones y analizar la recuperación de sus costos.

2.6.2 Colombia

La reestructuración del sector eléctrico en Colombia comenzó con la promulgación de las leyes 142 y 143 de 1994, que establecieron el marco regulatorio general. Las normas específicas sobre la operación del sector y las tarifas, se han ido definiendo a través de resoluciones dictadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.

El sector eléctrico se dividió en cuatro subsectores: generación, transmisión, distribución y comercialización. La comercialización se definió como la actividad consistente en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados.¹⁵

A su vez, para la coordinación del mercado mayorista de energía eléctrica, se creó el Sistema de Intercambios Comerciales, encargado de administrar los contratos, spot y de largo plazo, entre los proveedores de energía y los comercializadores.¹⁶

Las tarifas aplicables a los usuarios finales, se determinan según el costo unitario (\$/kWh) de prestación de servicio definido por la Resolución CREG N°031 de 1997. En ella se establece una clara separación de los costos de compra, transmisión, pérdidas, distribución, comercialización, y las contribuciones a la CREG, a los centros de despacho regionales y nacional, al sistema de intercambios comerciales, restricciones de transmisión y servicios complementarios. El costo unitario de prestación del servicio está dada por:

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{n,m,t} + T_{m,t,z}}{1 - PR_{n,t}} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t} \quad (2.1)$$

donde:

n : Nivel de tensión.

m : Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.

t : Años transcurridos desde el inicio de la aplicación de la fórmula.

¹⁵ Art. 11° Ley 142 de 1994, Colombia.

¹⁶ Véase CREG (1995) para entender las reglas de operación del mercado mayorista. Véase también el Anexo A para una propuesta para la operación física y comercial del sistema, basado en el esquema colombiano.

- z : Zona eléctrica a la cual pertenece el comercializador, de acuerdo con la metodología vigente para los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional.
- $CU_{n,m,t}$ Costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m del año t .
- $G_{m,t}$ Costos de compra de energía (\$/kWh).
- $T_{m,t,z}$ Costo promedio por uso del STN (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t en la zona z .
- $D_{n,m}$ Costo de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m .
- $O_{m,t}$ Costos adicionales del mercado mayorista (\$/kWh), correspondiente al mes m del año t .
- $PR_{n,t}$ Porcentaje de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n , reconocidas para el año t .
- $C_{m,t}$ Costo de comercialización (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t .

Es interesante detenerse en la determinación de los costos de compra. Se establece una fórmula que busca incentivar la eficiencia por parte del comercializador, en la gestión de compra, al generarse un premio o castigo, si sus precios son menores o mayores a los del promedio del mercado, respectivamente.

Los costos máximos de compra de energía, $G_{m,t}$, se determinan de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$G_{m,t} = \beta [\alpha_{m,t} P_m + (1 - \alpha_{m,t}) M_m] + (1 - \beta) P_{m-1} \quad (2.2)$$

donde P_m y P_{m-1} , son el precio promedio móvil de doce meses, al mes m y $m-1$, respectivamente, de las todas las compras efectuadas por la empresa para el mercado regulado. Asimismo, M_m es el precio promedio móvil de doce meses al mes m , de todas las transacciones efectuadas por los agentes del mercado. β es un factor

definido por la CREG. Su valor actual es 0,9, lo que intenta reflejar que el 10% de las compras de un mes se realizan a precios del mes anterior. α es un factor que intenta establecer la mezcla ideal en que deben participar, la gestión de compras de la empresa, buena o mala, y el promedio del mercado.

De esta manera, al establecerse este traspaso imperfecto de los costos de compra, la empresa comparte los beneficios de la gestión de compras con sus clientes, recibiendo una recompensa en la medida que la empresa logre obtener precios más bajos que el mercado, o asumiendo una pérdida en el caso que obtenga precios más altos que el mercado.

El cargo de distribución remunera el uso de las redes de distribución hasta el punto donde se conecta el cliente. Este cargo se define en forma monómica, \$/kWh.

Según establece la Resolución CREG N°099de 1997, las concesionarias deben someter a aprobación de la CREG el estudio de cargos aplicables. Se definieron cargos diferenciados para cuatro niveles de tensión. Éstos se confeccionaron según la metodología establecida por la resolución señalada, considerando los costos de operación y la remuneración del capital.

La CREG determinó un costo de comercialización por factura, a partir de los costos correspondientes presentados por las concesionarias, netos de riesgos, retornos y márgenes, que se los compara utilizando parámetros de densidad para ponderarlos y así lograr un valor representativo de una gestión eficiente para cada uno de ellos. A este costo de comercialización eficiente se le agrega un 15% para obtener el costo base de comercialización. Este porcentaje pretende reconocer tanto los riesgos de comercialización como el retorno del capital comprometido.

III REGULACIÓN DE INDUSTRIAS DE REDES

En este capítulo se hace una revisión de las condiciones que hacen necesaria la regulación de una industria, y de los mecanismos regulatorios más usados en las industrias de redes, especialmente en distribución eléctrica.

3.1 Teoría Microeconómica

Se dice que existe competencia perfecta, en aquel mercado en que ningún comprador o vendedor individual puede influenciar el precio por su sola acción. Para que se dé un mercado de este tipo deben cumplirse ciertas condiciones:

- Homogeneidad del producto: El producto ofrecido por las distintas firmas, es exactamente igual, del mismo tipo y calidad, no significando ninguna diferencia para el consumidor.
- Movilidad de recursos sin restricciones: Las empresas deben estar en capacidad de entrar o salir de cualquier industria, y los bienes y servicios deben ser vendibles donde quiera que el precio sea más alto.
- Gran número de compradores y vendedores: Para que ningún agente pueda influenciar el precio, debe existir un gran número de ellos y cada uno debe actuar de manera independiente. Además, el mayor comprador o mayor vendedor debe proporcionar sólo una pequeña parte de las cantidades totales compradas y vendidas. Aunque, en rigor, basta con que sólo exista la libre entrada a la industria, y que las empresas reales o potenciales se enfrenten a costos constantes (funciones de producción lineales homogéneas).

A su vez se asume que los consumidores son racionales, que están bien informados y que siempre maximizan su utilidad, prefiriendo siempre más que menos.

Se habla de bienestar económico cuando se logran asignaciones de recursos socialmente óptimas o eficientes. Sin embargo, la aplicación de este concepto nos lleva a hacer comparaciones de utilidades interpersonales, algo subjetivo y difícil.

Pareto derivó una condición de asignación óptima o eficiente de recursos. Una asignación Pareto óptima, es aquella que “cuando se compara con cualquiera otra, las partes involucradas están, por lo menos, en iguales condiciones que lo estaban antes y, por lo menos, una de ellas está mejor de lo que inicialmente estaba”¹⁷.

La más importante cualidad de los mercados competitivos es que existe una correspondencia exacta entre una asignación de recursos que satisfaga la condición de Pareto y la que resulta de un sistema competitivo de precios. Cada asignación competitiva de recursos, en equilibrio de largo plazo, satisface el criterio de Pareto; cada asignación de recursos que satisface el criterio de Pareto lleva asociado un conjunto competitivo de precios.

En competencia, cada firma trata de obtener tanta utilidad como le sea posible sin preocuparse, al menos directamente, por el beneficio social. A su vez cada consumidor maximiza su propio beneficio, ignorando a los demás. Como resultado de este egoísmo, es que el beneficio social, en el sentido Paretiano, se desarrolla en todo su potencial. Esta consistencia de los objetivos privados con los sociales, esta “mano invisible”; sirve de base para sostener la racionalidad de los mercados “libres”.

Sin embargo, no siempre se dan las condiciones para la existencia de mercados competitivos, siendo el caso típico el de los monopolios naturales.

3.1.1 Monopolios Naturales

Como se dijo anteriormente, para que la competencia funcione, y se logre el bienestar social, deben existir muchas firmas con ninguna dominante, permitir la libre entrada y salida de las mismas, y no presentar externalidades. No siempre es posible encontrar estas condiciones. El caso clásico es el monopolio natural.

¹⁷ Miller – Meiners (1988)

Las raíces del monopolio natural son dos: economías de escala y economías de alcance (*scope*). Hay economías de escala (o rendimientos crecientes a escala) cuando el costo medio disminuye a medida que la producción aumenta, en los rangos pertinentes de demanda.

La fuente más común de economías de escala son los costos fijos.

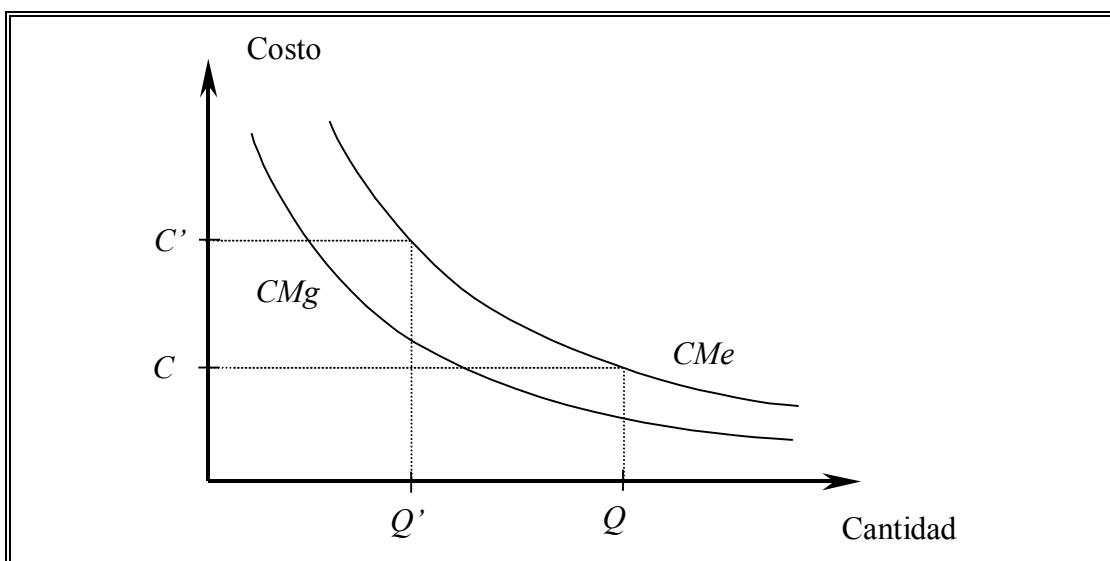


Figura 3.1: Curvas de Costos bajo Economías de Escala

Suplir la demanda Q , tiene un costo medio C si todas las unidades son producidas por una sola firma. Si dos firmas se dividen el mercado, cada una produciendo $Q'=Q/2$, el costo medio será $C'>C$. Si se dividen el mercado de forma desigual sus costos medios diferirán, pero, siempre los costos que cada una enfrentará serán mayores a si la producción total la llevará a cabo una sola firma.

Cuando se produce más de un bien, un monopolio natural puede surgir de las economías de alcance así como de las economías de escala. Con muchos bienes, algunas veces existen recursos compartidos, que hacen que su producción sea menos costosa en forma conjunta, que por separado. De esta manera, el costo total de

producir dos bienes de este tipo es menor si son producidos por una firma, que por dos firmas separadas.

Pueden existir economías de alcance con o sin economías de escala, y viceversa. Se usa el término subaditividad de costos, cuando el costo de producir uno o más bienes es menor con una firma, que con varias firmas, esto debido a los efectos de economías de escala y/o alcance.

3.1.2 Tarificación a Costo Medio

Se entiende como beneficio social, a la diferencia entre el beneficio que reporta consumir un bien (representado por la curva de demanda) y el costo de producirlo (representado por la curva de costo marginal).

Cuando existen economías de escala, la firma necesariamente tiene pérdidas cuando se fijan los precios al costo marginal. Las economías de escala implican que la firma tiene una curva de costos medios con pendiente negativa, y esto a su vez significa que la curva de costos marginales está bajo la de costos medios.

Una firma no puede tener pérdidas indefinidamente y permanecer en la industria. Sin un subsidio (que también acarrearía distorsiones), la única solución es subir los precios hasta cubrir los costos totales, es decir, fijar los precios en los costos medios.

En la práctica, si se vendiera el derecho a producir, bajo las bases del precio por unidad de calidad constante, la competencia por la concesión hará que el precio sea igual a los costos medios de largo plazo, sobre el costo marginal de largo plazo.

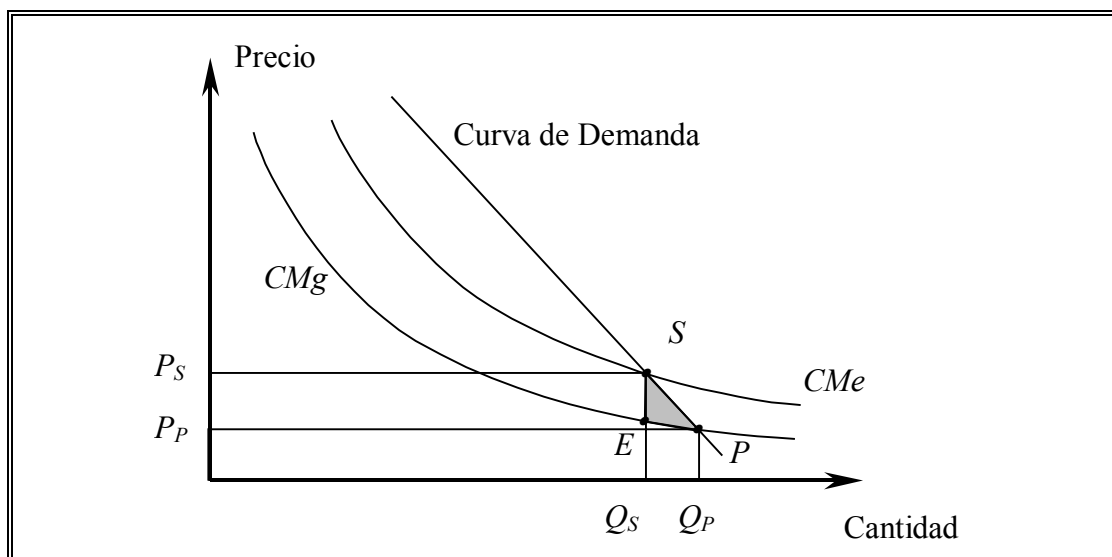


Figura 3.2: Primera y Segunda Mejor Solución

Los puntos P y S representan dos conceptos de optimalidad. El beneficio social total se maximiza en P , donde el precio es igual al costo marginal. Este punto es llamado la “primera mejor solución”. Un planificador social querría llegar a esta solución, sin embargo, estos precios no cubren los costos de la firma.

En el punto S , el beneficio social total es mayor que en cualquiera otra solución que permita a la firma obtener al menos utilidad cero. Este punto se denomina “segunda mejor solución”, reflejando el hecho que se obtiene un menor beneficio que en la primera mejor solución.

3.1.3 Problemas de la Regulación

La práctica ha demostrado que es imposible crear la reglamentación capaz de simular de forma perfecta un mercado de libre competencia, que asumimos como el modelo económico más eficiente en asignación de precios y recursos.

El primer problema que enfrenta una reglamentación eficaz, es el de la información asimétrica. La empresa obtiene utilidades monopólicas gracias a su monopolio de la información, lo que permite que el precio generalmente exceda el costo marginal y, por lo tanto, que genere ineficiencia en la asignación.

Cuando es posible, a los monopolios se los divide en varias empresas o no se les permite su formación, de tal manera que prevalezca un nivel competitivo de precios. Sin embargo, en aquellas industrias que por sus características y su estructura de costos, esto es inevitable, debe permitirse su formación, pero regulándolo, ya que la existencia de un monopolio siempre es menos nociva que la no producción del bien.

Calidad de servicio: es un problema crítico que los reguladores sean capaces de regular la calidad del bien, ya que un cambio en la calidad del bien en cuestión alterará el precio real del mismo. Por lo tanto, se debe fijar un precio por unidad de calidad constante.

Políticas de precios y ganancias “excesivas”: las comisiones regulatorias están abocadas a que no se den tasas de retorno más elevadas que las “justas”. Por lo que suelen ser reacias a permitir la fijación de precios de acuerdo con el costo marginal de largo plazo o según peaks de demanda.

La fijación de precios de acuerdo a costos marginales de largo plazo, frecuentemente resulta en ganancias temporalmente más elevadas a las “justas” cuando los CMgLP son mayores a los CMeCP.

¿Quién regula a los reguladores?: un problema es la naturaleza política del proceso de regulación, si los reguladores son elegidos, ellos buscarán entonces, incrementar su popularidad ante los electores fijando precios bajos. Por otro lado, si son designados, ellos tenderán a actuar dirigidos a satisfacer dichos intereses. Si las compañías contribuyen a financiar en buena parte las campañas, ellas pueden entonces presionar a los reguladores para mayores precios.

3.1.4 Problemas de la Regulación Eléctrica en Chile

¿Cómo obtiene el regulador información sobre las condiciones de costos para fijar los precios de la electricidad?. Fijar el precio al equivalente del costo unitario no estimula la eficiencia interna mediante esfuerzos de reducción de costos, a pesar de que reduce la ineficiencia de asignación. Establecer un precio máximo puede estimular los esfuerzos de reducción de costos y la eficiencia interna, pero no

la eficiencia de asignación. Un compromiso implica una menor producción y un precio más alto que el deseable (o alcanzable con información simétrica), además de ineficiencia y rentas del monopolio de la información.

Además, en este sector se presenta el típico problema del monopolio bilateral¹⁸, a la hora de competir por las concesiones: El precio más bajo que el nuevo participante tendría que pagar por los activos que están en manos del antiguo dueño de la concesión, es el valor de desecho de los activos, mientras que el precio más alto que tendría que pagar por estos activos es su valor de reemplazo. La diferencia depende de la importancia de los costos no recuperables y del gap de negociación o arbitraje.

Proponer regulaciones sobre la tasa de retorno del capital puede inducir a la minimización de costos y a ineficiencias en el manejo del capital.¹⁹

En la práctica se ha observado, que si bien los precios de la electricidad tienen tendencia a la baja, éstos no han disminuido conforme a los aumentos de eficiencia y tecnología que la industria ha experimentado.²⁰ Lo que indica que existe un beneficio que no está siendo traspasado a los consumidores.

Además, los procesos regulatorios presentan demasiadas holguras y ambigüedades, como lo demuestran la gran cantidad de debates y polémicas que se producen, haciéndose cada vez más frecuente la instancia judicial.

Se ha tratado de salvar el problema, en el sector eléctrico, de cómo promover y mantener una competencia eficaz en actividades que están enfrentando un monopolio en actividades relacionadas. Las medidas tomadas para proteger la competencia: la interconexión y la desintegración vertical. Sin embargo, persisten las

¹⁸ Hachette – Lüders (1994)

¹⁹ Lynk (1995)

²⁰ Raineri – Rudnick (1997)

dudas sobre la eficiencia de la operación del sistema interconectado, si sus decisiones están absolutamente ajenas a los factores comerciales involucrados. Además, pese a que el DFL N°1 establece la desintegración vertical, en la práctica la propiedad de estas firmas sigue estando integrada, implicando una necesidad de fiscalización. La operación del CDEC, que no corresponde a un operador realmente independiente, no es del todo clara, desconociéndose el proceso mismo y muchas de sus normas.

Según han establecido numerosos tratadistas²¹, el sector no presenta economías de escala y por lo tanto no sería un monopolio natural.

Sin embargo, como se señaló antes en este capítulo, si bien el sector de generación presentaría retornos constantes a escala, es claro que el sector de transmisión presenta economías de escala, por lo que consecuentemente el conjunto generación – transmisión también presenta economías de escala. Por esta razón, al tarifificar marginalmente al conjunto generación – transmisión, no se están cubriendo los costos medios, en particular los del sector de generación, ya que es éste el que paga los costos medios de la transmisión, absorbiendo la diferencia.

A pesar de lo anterior, la existencia de retornos constantes a escala en generación, es el supuesto básico en que se fundó aquí en Chile, como en otros países, la división del sector eléctrico en los subsectores de generación, transmisión y distribución. Tal es el supuesto al calcular los precios de generación con base a costos marginales, ya que sólo una industria que no presenta economías de escala podría cubrir sus costos medios con precios marginalistas. Estos precios se dan en forma natural para estas industrias bajo condiciones de competencia.

Sin embargo, a pesar de este conocimiento, el 52% de las ventas de generación, debe venderse a precios regulados²² por la autoridad.²³ Esto porque se

²¹ Para un análisis detallado de la literatura existente sobre economías de escala en generación y transmisión, véase Del Sol - Pérez (1995)

estima que pequeños consumidores, menores a 2 MW, por si mismos no tienen capacidad de negociación con generadores, ni con las distribuidoras para determinar los peajes. Por otro lado, como la práctica ha demostrado, las distribuidoras a pesar del gran volumen de demanda que representan, no tienen incentivos a negociar precio con los generadores, ni mucho menos a traspasar dichos beneficios a sus usuarios.

Es evidente que algo está faltando si una industria estructuralmente competitiva requiere ser regulada.

La legislación chilena en materia eléctrica hace del sector de distribución eléctrica, un negocio con riesgos muy acotados. El DFL N°1 asegura un margen de rentabilidad de la inversión para la industria, además de cubrir sus costos de operación y mantención. Otorga un completo y adecuado mecanismo de indexación de sus tarifas, virtualmente anulando los efectos de variaciones macroeconómicas tales como la inflación, tasa de cambio, costos de insumos como cobre, remuneraciones y otros.

Dentro de los insumos de una empresa distribuidora, lejos el más importante es la compra de energía y potencia a los generadores. El modelo tarifario establece en su concepción un pass-through o traspaso perfecto de los precios de compra a la tarifa final. Sin embargo, lo perfecto que sea este pass-through dependerá de lo ajustadas que estén las pérdidas y los factores de coincidencia de la potencia de la empresa modelo con las empresas reales.

En este escenario, las empresas distribuidoras no tienen incentivos para negociar precios con los generadores, incluso llegando a serles perjudicial un menor precio, si sus pérdidas son menores o, su coincidencia es mayor, que el modelo. Más

²² Los precios de nudo son regulados por la autoridad. Aunque en su fijación se realiza un chequeo de mercado, al verificar que los precios de nudo queden dentro de la banda del $\pm 10\%$ (ver Capítulo II).

²³ Fuente: CNE

aún, con una legislación que permite la integración vertical en la propiedad, no hay razón para que empresas relacionadas se esquilmen sus utilidades por un precio que termina trasladándose al cliente final.

De esta manera, para lograr una competencia de precios en generación hay sólo dos vías posibles: una es cambiar el modelo de tarificación de las empresas distribuidoras, de manera de alinear sus intereses con el de sus consumidores. La otra manera es llevar el punto de negociación aguas abajo, hasta el cliente final; que sea éste quien elija según una señal de precios, generando las curvas de oferta y demanda de un mercado competitivo.

3.2 Modelos Regulatorios

En esta parte se explicarán los modelos regulatorios por tasa de retorno, también conocido como rate of return o cost of service, price cap, yarstick competition y revenue cap.

3.2.1 Tasa de Retorno

La regulación por tasa de retorno limita la rentabilidad de la firma regulada, fijando los precios de tal manera que permita a sus inversionistas obtener una tasa “justa”. A la firma se le permite buscar su propio mecanismo de maximización de ganancias, de la misma forma que tendría lugar ante la ausencia de regulación, excepto en el momento que se tuvieran que determinar los precios de venta del servicio, escogiendo libremente los insumos y el nivel de producción.

Se conoce también esta forma de regulación como regulación por costo de servicio, ya que a la firma se le permite cubrir sus costos: gastos y la anualidad de la inversión a una tasa preestablecida.

En el modelo más sencillo de un proceso regulatorio, la firma utiliza dos insumos: mano de obra y capital. A la firma se le permite ganar no más de un porcentaje anual fijo de su capital.

Puede demostrarse que, al emplear los supuestos simplificados del modelo antes descrito, la firma sobreinvertirá en capital. A este efecto se le

denomina Averch-Johnson²⁴. Si la tasa de ganancias que puede obtenerse de la inversión es fija, ¿por qué no incrementar la inversión de tal forma que se pueda conseguir un mayor volumen de ganancias?. La razón capital a mano de obra, para el caso de las industrias reguladas, va a ser mayor que la que se presentaría en el caso que no existiera dicha regulación, lo que es menos eficiente.

Cuando el regulador intenta determinar el costo de cierto servicio, éste requiere de un detallado conocimiento de los costos de producción y distribución del bien a ser regulado. Además, en la mayoría de los casos se requiere que se asignen costos comunes a productos específicos, que enfrentan el problema de que deben ser arbitrariamente asignados.

Adicionalmente, el proceso de regulación del costo de un servicio enfrenta el problema de distinguir entre costos históricos y costos de oportunidad, de particular importancia cuando se involucra la inflación.

Por otro lado, los precios que se basan en los costos que se generan simultáneamente ignoran el costo marginal de largo plazo, el cual puede ser muchas veces mayor que el costo medio actual. Este hecho es particularmente cierto en el caso que se trabaje en ambiente inflacionario. Una empresa de energía que deba expandir su producción para satisfacer la demanda existente al precio actual regulado, puede entrar a incurrir en costos que son mucho mayores que lo que tuvo que pagar en el pasado por el equipo de capital. De esta manera, si no se transfieren los costos marginales de largo plazo, será menor el incentivo de la empresa a no invertir en mayor capacidad o mantener la capacidad existente. Adicionalmente, los consumidores no asumen el costo social verdadero del servicio que usan, lo que trae una ineficiente utilización de los recursos, debido a elevadas demandas.

²⁴ Averch - Johnson (1962)

3.2.2 Price Cap

La metodología price cap constituye un sistema de incentivos capaz de lograr eficiencia por parte de la firma. Esta metodología posee cuatro propiedades fundamentales:²⁵

1. El regulador determina directamente topes máximos a los precios de la firma regulada. La firma puede elegir precios bajo ese techo.
2. Los precios tope son definidos para canastas de servicios ofrecidos por la firma regulada, que pueden ser expresados como índices de precios para esas canastas, pudiendo existir diferentes precios topes para distintas canastas de servicios.
3. Estos índices de precios son ajustados periódicamente por un factor preestablecido, exógeno a la firma regulada.
4. En intervalos más largos, de años, los factores de ajuste, las canastas, y las ponderaciones de los índices son revisadas y posiblemente cambiadas.

Al preestablecerse los precios, la firma tiene incentivos para ser eficiente en gestionar sus costos, ya sea en capital o gastos, ya que toda mayor eficiencia sería incorporada como utilidad para la firma, asimismo como una mayor ineficiencia sería incorporada como pérdida.

Como se desprende de la caracterización hecha del price cap, los mecanismos a través de los cuales se determinan los precios techo y los factores de ajuste pueden ser variados, ya sea un estudio de costos óptimos por parte del regulador u otro mecanismo.

Un método interesante para la fijación y ajuste de los precios tope, es el propuesto por Vogelsang (1989) y Fisinger. Lo que hace interesante este método, es que aprovecha la optimización de costos hecha por la propia empresa, para determinar los precios tope y los ajustes, utilizando de esta manera la cualidad

²⁵ Acton – Vogelsang (1989)

esencial del price cap, el incentivo a la eficiencia, para regular los precios en forma simple y transparente.

Este modelo considera el comportamiento dinámico de la regulación price cap, analizando el problema de la fijación intertemporal de precios de una firma multiproducto. El objetivo de la firma es maximizar su utilidad π_t para cada periodo de tiempo t :

$$\pi_t = p_t q_t(p_t) - C(q_t) \quad (3.1)$$

donde p_t y q_t son los vectores de precio y cantidad producida para los m productos de la firma. La firma, enfrenta funciones estacionarias de costo y demanda dadas por $C(q_t)$ y $q(p_t)$. Se asume que no hay efectos intertemporales en la demanda y los costos. Se asume que la firma conoce estas dos funciones, y que el regulador no conoce ninguna de ellas. Sin embargo, el regulador puede observar los precios, las cantidades producidas y los costos totales en el último periodo. El objetivo del regulador es maximizar el bienestar social, con la restricción de que la firma tenga una utilidad mayor o igual a cero. La ecuación de la utilidad de la firma, que define el mecanismo de Vogelsang y Fisinger es:

$$R_t = q_{t-1} p_t - C(q_{t-1}) \leq 0 \quad (3.2)$$

De esta manera, al firma en el periodo t sólo puede cobrar precios tales que aplicados a los costos y a la demanda del periodo $t-1$ no produzcan rentas supranormales. Si la firma, inicialmente obtiene rentas positivas, en el periodo siguiente tendrá que reducir los precios, las reducciones continuarán hasta que se alcance el óptimo social, que para el caso del monopolio natural está definido por los precios Ramsey.

La convergencia de este mecanismo a una estructura de precios Ramsey, se sustenta en cuatro supuestos:

- La función de costos de la firma debe tener costos medios decrecientes con la escala de producción, es decir, un incremento proporcional en las cantidades producidas, genera un incremento menos que proporcional en los costos. Así cuando la firma reduce los precios en un promedio igual a la utilidad del periodo

anterior, debe también aumentar las cantidades producidas, y si los costos se incrementan menos que proporcionalmente, la firma todavía puede tener una utilidad positiva. Si esto no se cumple, la firma puede incurrir en una pérdida.

- El beneficio de los consumidores no debe reducirse, es decir deben ser capaces de comprar las mismas cantidades que en el periodo anterior a los precios actuales sin pagar más en total.
- La demanda y los costos de la firma son estacionarios en el tiempo.
- El objetivo de la firma es siempre maximizar la utilidad para el periodo en curso.

La metodología regulatoria price cap, a menudo conocida como regulación RPI-X, fue recomendada por Littlechild (1983) y subsecuentemente adoptada en Inglaterra para la British Telecom y otros monopolios privatizados. En 1987, la U.S. Federal Communications Commission (FCC) sugirió el price cap para reemplazar la regulación por tasa de retorno para la AT&T y otras compañías telefónicas locales.

El interés en los price cap refleja el creciente entendimiento de que el regulador es limitado, y que las firmas reguladas casi siempre tienen mejor información sobre sus costos y las consecuencias de adoptar un determinado esquema regulatorio o condiciones de servicio. Por esta razón, más que crear una regulación basada en un regulador omnisciente, capaz de fijar precios óptimos basados en un total conocimiento de los costos y la demanda, un objetivo regulatorio más realista es diseñar un mecanismo de incentivos, que lleve a la firma regulada a maximizar los objetivos sociales (ya sean eficiencia, distribución, u otros objetivos) mientras persigue sus propios objetivos.

En la literatura, los precios techo (Propiedad 1, definida anteriormente) son discutidos en la mayoría de los textos de microeconomía. La idea explícita de usar un retardo regulatorio (Propiedad 4) puede ser atribuida a Baumol (1968), mientras que los price cap con una fórmula de ajuste preestablecida (Propiedad 3) fue sugerida por Crew, Kleindorfer y Sudit (1979), Sudit (1979), Baumol (1982) y Linhart y Sinden (1982). Aplicar una regulación de precios a una canasta de servicios

(Propiedad 2) fue sugerida por Bös (1978) y Vogelsang y Fisinger (1979). La innovación británica yace en la combinación de estas propiedades.

Muchos economistas propugnan la superioridad de la regulación por *price cap* sobre la regulación por tasa de retorno. El primero, y más firme, Littlechild (1983) sostiene que el *price cap* protege a los consumidores de los monopolios, promueve la competencia, estimula la eficiencia y la innovación, simplifica la administración regulatoria, mejora las expectativas de rentabilidad de las firmas.

Cabral y Riordan (1989) hacen una comparación teórica de la innovación bajo una regulación por tasa de retorno versus una regulación *price cap*, demostrando en general los argumentos de Littlechild.

3.2.3 Yardstick Competition

Shleifer (1985) define la metodología *Yardstick Competition*, como el régimen en que el regulador, para cualquier firma dada, usa los costos de firmas comparables como benchmark, para inferir el nivel de costos factible de lograr.

La comparación de costos como práctica regulatoria no es nueva. Se puede citar el caso de Medicare²⁶ en Estados Unidos, que reembolsa a los hospitales sobre la base de los costos promedio incurridos por hospitales comparables en afecciones similares. Johnson (1985) describe el caso de construcción de plantas nucleares, en que los reguladores infieren los costos permisibles de construcción en base a las observaciones en otras empresas similares. El Departamento de Defensa de Estados Unidos, usa dos proveedores para los motores de aviones F-15, con la expectativa de ahorrar lo suficiente en el control de costos para compensar las pérdidas de las economías de escala.

La eficacia de utilizar costos de firmas comparables como indicadores del potencial de una firma queda mejor ilustrado con la utilización de firmas idénticas, de las cuales el regulador puede esperar que sean capaces de reducir costos

²⁶ Para una descripción detallada del caso Medicare, véase Shleifer (1985).

a la misma tasa. Relacionando el precio de una firma de servicio público a los costos de firmas idénticas a ella, el regulador puede forzar a que firmas sirviendo en diferentes mercados pueden efectivamente competir. Si una firma logra reducir costos pero sus firmas “idénticas” no, ella gana una utilidad positiva; pero si la firma no logra reducir costos y sus firmas “idénticas” sí, ella incurre en una pérdida. Para usar este esquema, el regulador no necesita conocer el costo de reducción en tecnología; la información contable basta para lograr la eficiencia. Según afirma Shleifer, incluso en el caso de firmas heterogéneas, el Yardstick Competition es más eficiente que con la regulación por costo de servicio, logrando el óptimo social si la heterogeneidad es considerada correctamente.

Modelo

Varios trabajos se han hecho sobre esta metodología. Nalebuff y Stiglitz (1983), se concentraron en el riesgo compartido. Lazear y Rosen (1981) analizaron el problema de las competencias. Shleifer (1985) enuncia un modelo de aplicación general, el cual analizaremos.

Se considerará un modelo de un solo período, con N firmas idénticas y neutrales al riesgo, operando en un ambiente sin incertidumbre. Cada firma enfrenta una curva de demanda con pendiente negativa $q(p)$ en mercados separados. Se asume que el regulador las conoce; la ventaja de curvas de demanda idénticas es que el regulador no necesitará conocerlas para implementar yardstick competition. Cada firma tiene un costo marginal inicial c_0 , y puede reducirlo de c_0 a un costo marginal c a gastando $R(c)$. Se asume que $R(c_0) = 0$, $R'(c) < 0$, y $R''(c) > 0$. Así, a mayor inversión en reducción de costos, menor es la última unidad de costo. Debido a gastos fijos en reducción de costos, la firma tiene costos medios decrecientes.

La utilidad de la firma esta dada por:

$$\Pi = (p - c) \cdot q(p) + T - R(c) \quad (3.3)$$

donde T es el pago total transferido a la firma. Se asume que este pago podría ser recolectado de impuesto, y que el regulador es indiferente a la distribución de ingreso

entre la firma y los consumidores. En este caso, el pago transferido no afecta el beneficio. El problema del regulador es el siguiente:

$$\text{Max}_{\{c,p,T\}} \int_p^{\infty} q(x)dx + (p - c) \cdot q(c) - R(c) \quad (3.4)$$

sujeto a la restricción:

$$\Pi \geq 0 \quad (3.5)$$

La integral de la ecuación (3.4) representa el beneficio de los consumidores, y la restricción de la ecuación (3.5) especifica que T cubre las pérdidas. La solución a este problema es el óptimo social dado por:

$$R(c^*) = T^* \quad (3.6)$$

$$p^* = c^* \quad (3.7)$$

$$-R'(c^*) = q(p^*) \quad (3.8)$$

Debido a que las transferencias de fondos son factibles, el precio sombra de la restricción (3.5) es cero. La ecuación (3.7) iguala el precio al costo marginal, la ecuación (3.6) indica que el pago transferido cubre el gasto de reducción de costos de la firma. La ecuación (3.8) es la condición de minimización del costo total, que iguala el costo marginal de reducción de costos con la cantidad producida, ya que en el óptimo, los costos y beneficios de un cambio marginal en c deben ser iguales.

Asumamos que $-R'(c_0) < q(c_0)$, que $-R'(0) < q(0)$, y que $-R''(c) < 0$. Este supuesto implica que la reducción de costo es menos costosa al comienzo pero se vuelve progresivamente más costosa. Cuando se alcanza, el óptimo existe y es único.

Para ordenar a las firmas para lograr c^* , el regulador debe conocer $R(c)$. En la subsecuente discusión, se asume que él no tiene esta información, e investigar su opción en este caso. Específicamente, supondremos que la firma es conducida por gerentes, y el regulador trata que ellos la manejen eficientemente. Él no conoce el costo de la reducción tecnológica de costos, y por lo tanto no puede decidir que nivel de costos puede ser alcanzado. Se asume que los gerentes de la firma maximizan

utilidades, pero siempre que las utilidades no estén en peligro. El regulador debe usar la motivación de los gerentes para maximizar utilidades de tal forma de lograr que ellos reduzcan costos.

El regulador maximiza el bienestar social dado por el beneficio a los consumidores más la utilidad de la firma. Sus instrumentos son los precios y los pagos de transferidos a la firma. Para cualquier precio fijado por el regulador, la firma siempre tiene que producir de tal forma de satisfacer la demanda. Se asume que en un principio el regulador anuncia su regla de tarificación, que describe como se fijarán los precios y pagos transferidos teniendo como referencia su propia observación. Después de esto, las firmas invierten en reducción de costos, y el regulador observa sus niveles de costo c y sus gastos en reducción de costos $R(c)$. Finalmente, con toda la información anterior, se fijan los precios y los pagos transferidos a la firma según la regla anunciada por el regulador.

Yardstick Competition entre firmas idénticas

El regulador puede utilizar los niveles de costos de firmas idénticas para determinar el precio. Por lo tanto, para cada firma i se define:

$$\bar{c}_i = \frac{1}{N-1} \cdot \sum_{j \neq i} c_j \quad (3.9)$$

$$\bar{R}_i = \frac{1}{N-1} \cdot \sum_{j \neq i} R(c_j) \quad (3.10)$$

A cada firma, se le asigna su propia “firma sombra” con un costo marginal igual al promedio del costo marginal de todas las otras firmas, con un similar gasto de reducción de costos \bar{R}_i . Estas firmas sombra ficticias sirven como benchmark en el yardstick competition.

El regulador define la siguiente regla para el precio y el pago transferido:

$$T_i = \bar{R}_i \quad (3.11)$$

$$p_i = \bar{c}_i \quad (3.12)$$

Si el regulador fija el precio y el pago de transferido utilizando para ello una firma sombra, usando las ecuaciones anteriores, el único equilibrio Nash²⁷ es el óptimo social, es decir, cada firma i reduce sus costos hasta $c_i = c^*$ ²⁸.

Yardstick competition funciona porque no deja que costos ineficientes escogidos por una firma inflencie el precio y el pago de transferencia que ésta recibe. Es esencial que el regulador no preste atención a las quejas realizadas por las firmas y este preparado a dejar que las firmas que escojan niveles de costos ineficientes se vayan a la quiebra.

El Regulador no puede hacer Transferencias de Pagos

Si el regulador puede únicamente utilizar precios y no pagos transferidos, él debe compensar a la firma por los gastos hechos en reducción de costos permitiendo precios más altos.

Por lo tanto, las ecuaciones características del óptimo social cuando $T = 0$ son:

$$-R'(c_i) = q(p_i) \quad (3.13)$$

$$(p_i - c_i) \cdot q(p_i) - R(c_i) = 0 \quad (3.14)$$

Para implementar la versión de tarificación a costo medio de yardstick competition, el regulador reemplaza c_i por \bar{c}_i y $R(c_i)$ por \bar{R}_i en la ecuación (3.14), y resuelve el sistema para fijar el precio de la firma i . La firma i elegirá c_i para

²⁷ Para un juego con n jugadores, un Equilibrio de Nash se define como una situación donde la estrategia de cada agente es óptima dadas las estrategias de los otros agentes. Como esta situación se repite con cada uno de los n agentes, entonces ninguno de ellos tiene algún incentivo para hacer otra cosa, es decir, se está en una situación de equilibrio.

²⁸ Véase Shleifer (1985) para una demostración de que el óptimo social es el único equilibrio de Nash.

minimizar sus costos totales, dados por $q(p_i)(p_i - c_i) - R(c_i)$. Esto lleva a que la firma maximice su utilidad. Por lo tanto, la versión de tarificación a costo medio de yardstick competition da paso al equilibrio simétrico en el cual todas las firmas escogen el segundo mejor nivel de costos unitarios o solución de Ramsey²⁹.

Firmas con características heterogéneas

Si las firmas poseen características exógenas observables θ , el primer óptimo está dado por los costos $c(\theta)$, por los precios $p(\theta)$, y por los pagos transferidos $T(\theta)$ para cada θ , satisfaciendo:

$$-R_1(c, \theta) = q(p) \quad (3.15)$$

$$c(\theta) = p(\theta) \quad (3.16)$$

$$T(\theta) = R(c, \theta) \quad (3.17)$$

Sustituyendo la ecuación (3.16) en la ecuación (3.15), se obtiene:

$$-R_1(c, \theta) = q(c(\theta)) \quad (3.18)$$

Esta ecuación se puede aproximar utilizando series de Taylor alrededor de $(\theta_m, c_m(\theta_m))$ y después resolver para c en términos de θ para obtener:

$$c \approx a + b\theta \quad (3.19)$$

con

$$a = \frac{c_m(R_{11} + q_1) + \theta_m R_{12}}{q_1 + R_{11}} \quad (3.20)$$

²⁹ Para un monopolio natural que vende sólo un bien en un único mercado, y si la tarificación a costo marginal no le permite recuperar sus costos totales, y si la entrega de un subsidio no es posible, entonces una segunda mejor alternativa es tarificar a costo medio.

$$b = \frac{R_{12}}{q_1 + R_{11}} \quad (3.21)$$

Si θ es un vector, estas expresiones pueden generalizarse; sin embargo, θ debe consistir de características observables que no pueden ser alteradas por la firma. También, expansiones de Taylor de orden superior pueden ser utilizadas para obtener mayor precisión. Si las firmas no son muy diferentes, la ecuación (3.19) es una buena aproximación para la ecuación (3.18), y así no se está muy lejos de la verdadera condición de óptimo social.

El regulador puede estimar la ecuación (3.19) utilizando datos de costos y características específicas de la firma. Él puede excluir observaciones de la firma i desde regresiones para la firma i . Él obtiene el costo unitario predicho para la firma i utilizando el coeficiente estimado \hat{a} y \hat{b} , de la siguiente forma:

$$\hat{c}_i = \hat{a} + \hat{b}\theta_i \quad (3.22)$$

El regulador fija el precio siguiendo la siguiente regla: sean cuales sean los costos incurridos por las firmas, él va a correr la regresión de la ecuación (3.19), tomar el nivel predicho de costo desde la ecuación (3.22) y fijar $p_i = \hat{c}_i$. Note que cuando no hay variación en θ , $\hat{a} = \overline{c}_i$, y estamos de vuelta a un yardstick competition.

Además de la regla de precio, el regulador debe especificar el pago transferido $T_i(\theta)$ el cual en condición de equilibrio satisface la ecuación (3.17) y es independiente de la elección de costo unitario propia de la firma i . Para realizar esto el regulador corre una regresión, la cual está basada ahora en la expansión de Taylor de $R(c, \theta)$, con c implícitamente definido desde la ecuación (3.18):

$$R_i = \alpha + \beta\theta_i \quad (3.23)$$

De esta regresión, el regulador obtiene el gasto en reducción de costos predicho para una firma con características θ_i , y fija el pago transferido a la firma i en $T_i(\theta_i)$ igual a \hat{R}_i .

Bajo el supuesto que la firma i conoce la distribución $F(\theta)$ tan bien como la función $R(c, \theta)$, ella escogerá c_i sabiendo el precio que obtendrá de acuerdo con la ecuación (3.15). Este mecanismo tiene muchas propiedades. Primero, si (3.19) es la versión exacta de (3.18), y si θ es corresponde a todas las características que explican la diversidad, entonces este esquema regulatorio lleva a encontrar el equilibrio único con los costos al mismo nivel que el óptimo social.

3.2.4 Revenue Cap

Dado que los price caps incentivan la minimización del costo promedio, ellos también incentivan la maximización de las ventas de manera de diluir los costos fijos.³⁰ Este comportamiento, muchas veces se contraponen al incentivo al uso eficiente de la energía que algunos reguladores promueven. Como remedio, se puede utilizar el revenue cap, en vez de los price cap.

El revenue cap, en su forma más simple, sencillamente limita a un determinado nivel el ingreso anual que puede percibir una firma de sus clientes. Como consecuencia, la firma tiene un claro incentivo para promover, en lo posible, una demanda mínima, y así reducir sus costos totales. El supuesto central de esta metodología es que la firma es capaz de afectar la curva de demanda de energía.

El revenue cap actualmente es usado en Con Ed y SDG&E, y ha sido propuesto para PG&E y SCE.³¹

Stoft (1995) modela la metodología revenue cap con una estructura de costos para distribución eléctrica. Su propósito es analizar los incentivos de esta metodología para la reducción de costos y uso eficiente de la energía, utilizando como referente el mecanismo price cap.

³⁰ La existencia de costos fijos hace que el costo promedio decrezca en la medida que la producción aumenta. Por esta razón la mayoría de las firmas buscan aumentar sus ventas, por ejemplo, induciendo un mayor consumo por cliente.

³¹ Stoft (1995)

Sea la estructura de costos de la empresa distribuidora:

$$C = a + bN + cE + dL \quad (3.24)$$

donde N es el número de clientes, E la energía total y L la potencia de punta.

Stoft justifica la racionalidad de esta función de costos lineal, por cuanto los insumos para mantener a los clientes (postes y facturación), los insumos estrictamente asociados a la energía (combustibles), y los insumos asociados estrictamente a la potencia de punta (cables, transformadores y generadores) no interactúan fuertemente. Por ejemplo, si se duplica la potencia de punta, dejando la energía y los clientes fijos, el uso de combustibles no cambia dramáticamente, y los costos de facturación no cambian en lo absoluto.

La estructura de precios, que es modelada especificando la ecuación de ingreso (revenue), tiene una forma muy similar:

$$R = P_N N + P_E E + P_L L \quad (3.25)$$

donde R es el ingreso, P_N es el precio de conexión, P_E es el precio de la energía y P_L es el precio de la potencia de punta.

Finalmente, se especifica la estructura de los dos mecanismos de incentivo: price cap y revenue cap:

$$\text{Price cap: } P_N < \bar{P}_N, \quad P_E < \bar{P}_E, \quad P_L < \bar{P}_L \quad (3.26)$$

$$\text{Revenue cap: } R < \bar{R} \quad (3.27)$$

Nótese que este es un price cap inflexible, más simple que el índice de precios Laspeyer.³²

³² Es posible definir un price cap agregado, eso implica calcular un promedio ponderado por cantidades que se ve similar al revenue cap. La diferencia es que el price cap utiliza cantidades

Los mecanismos de incentivo están diseñados para inducir un comportamiento óptimo por parte de la firma. Pero, las maneras en que esta optimización es hecha puede ser difícil para el regulador observar y controlar. Típicamente, una firma minimiza costos, lo que en el modelo antes definido corresponde a minimizar los parámetros a , b , c y d de la ecuación (3.24). En este contexto, interesa el incentivo de la firma para modificar otras variables que normalmente no están consideradas bajo su control, N , E y L . En particular, se buscan incentivos para que la firma reduzca E/N , la energía por clientes, la que denominaremos q .

La utilidad de la firma está dada por $\pi = R - C$, asumiendo que las restricciones están activas:

$$\text{Price cap: } \pi = -a + (\bar{P}_N - b)N + (\bar{P}_E - c)E + (\bar{P}_L - d)L \quad (3.28)$$

$$\text{Revenue cap: } \pi = \bar{R} - (a + bN + cE + dL) \quad (3.29)$$

Bajo price cap o revenue cap, la firma tiene los mismos fuertes incentivos para minimizar los parámetros de costos, ya que todos hacen contribuciones negativas a la utilidad.

Bajo revenue cap, la firma también tiene incentivos para reducir las cantidades N , E y L . Mientras que bajo price cap los incentivos para modificar las cantidades son más ambiguos que en el caso del revenue cap, dependiendo de los precios y costos relativos, es decir, como se compara, por ejemplo, P_E con c . Dado que no hay transferencias de pagos a la firma correspondientes al costo fijo a , al menos uno de los tres precios debe ser mayor que su correspondiente costo. En ese o esas variables, la firma tiene un incentivo a maximizar sus ventas.

En particular, P_L es típicamente fijado en cero para clientes residenciales y el costo de la capacidad es trasladado al precio de la energía, induciendo $P_E > c$.

pasadas o fijas, en vez de cantidades presentes, como factores de ponderación. En este momento no es el propósito analizar price caps promedio.

Esto da a la firma un fuerte incentivo para minimizar L y maximizar E (en el entendido que esto puede ser hecho sin aumentar L proporcionalmente). Una segunda distorsión de precios ampliamente observada es la subvaluación del precio de conexión. Esto transfiere costos a la componente de precios aumentando aún más el incentivo a maximizar E . Sin embargo, el incentivo a minimizar N no es tan grande como parece a primera vista, porque N tiene el rol de determinar E y L .

Efecto Crew – Kleindorfer

Crew y Kleindorfer (1996) probaron que el revenue cap, si es implementado sin alguna otra restricción regulatoria, puede inducir a una firma a fijar precios mayores a que si fuera un monopolio puro. Esto es socialmente ineficiente y políticamente inaceptable.

Un monopolio irrestricto elegirá un precio P^* que maximice su utilidad, induciendo un nivel de demanda monopólica Q^* , y un ingreso $R^* = P^* Q^*$. Si el regulador fija un revenue cap $\bar{R} > R^*$, el monopolista simplemente lo ignorará, porque un menor ingreso maximiza sus utilidades. De esta manera para que la regulación tenga efecto, el regulador debe fijar $\bar{R} < R^*$.

Asumiendo que $\bar{R} < R^*$, la firma estará forzada a subir o bajar P de manera de reducir el ingreso y satisfacer la restricción del regulador. Generalmente ambas estrategias son posibles, con un precio extremadamente alto, las ventas caerán a tal nivel que los ingresos también decrecerán.³³ Por esto consideremos un precio alto y uno bajo, tales que satisfagan exactamente la restricción en R . Dado que la utilidad es el ingreso menos el costo, y el ingreso es \bar{R} en ambos casos, la única diferencia es el costo. Más electricidad será vendida al precio menor por lo que el costo será mayor en este caso. Consecuentemente el precio más alto será elegido. El precio más alto es tan alto que reduce los ingresos a \bar{R} , que es menor que R^* , por lo tanto el precio alto debe ser incluso más alto que el precio monopolístico.

³³ Si esto no fuera así, el monopolista fijaría un precio infinitamente alto. De hecho, el precio monopolístico está siempre en la región donde los ingresos decrecen con las alzas de precios.

La siguiente figura ilustra este argumento. Es importante destacar que el argumento depende de tres supuestos esenciales: (1) que a un precio suficientemente alto, el ingreso decrecerá a \bar{R} , (2) que el costo total aumenta con la cantidad producida, y (3) que la dinámica de como se alcanza el equilibrio no importa.³⁴

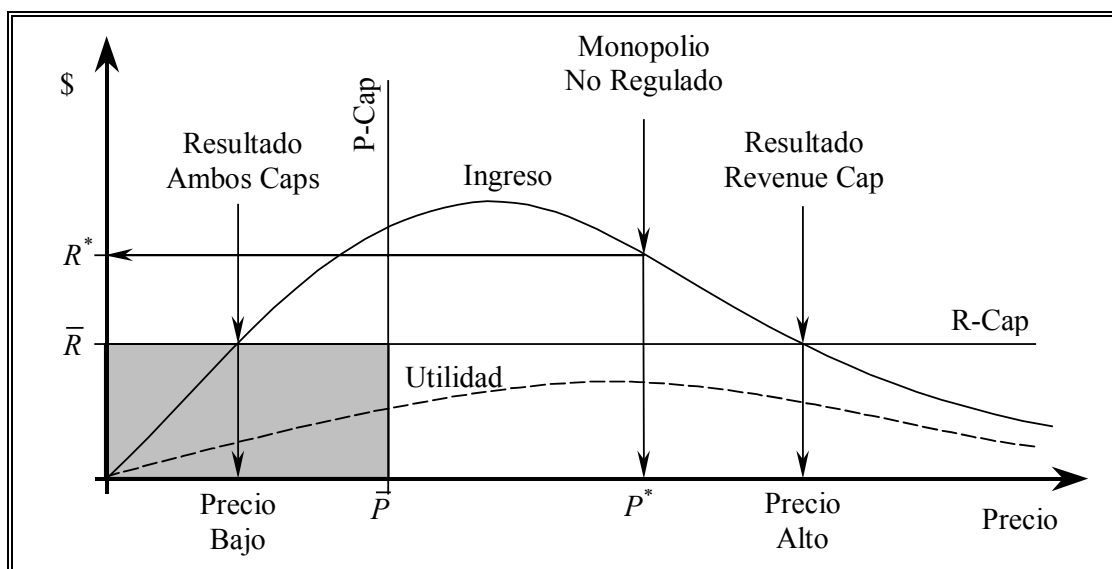


Figura 3.3: Efecto Crew - Kleindorfer

La figura 3.3 muestra el efecto Crew – Kleindorfer y un mecanismo para evitarlo. Dado que la firma prefiere un precio alto a un precio bajo, ante un mismo ingreso, es fácil ver que cuando \bar{R} es impuesto como cap, la firma elegirá el precio alto como manera de satisfacer la restricción.

Sin embargo, existe un método simple para impedir la respuesta económicamente racional al revenue cap, ésta es un price cap. De esta manera, el

³⁴ Stoft (1995) demostró que la elasticidad de la demanda de corto plazo en conjunto con la intolerancia regulatoria de largas violaciones “temporales” al cap, impedirían que se produjera el efecto Crew – Kleindorfer si la elasticidad de la demanda de largo plazo es mayor que 1.

price cap está activo en forma global, pero no marginalmente, ya que no impide cambios marginales en el precio, pero si prohíbe el cambio discreto del precio bajo al alto. Mientras que el revenue cap mantiene los incentivos al uso eficiente de la energía.³⁵

3.3 Modelos de Acceso y Aplicaciones

En muchas industrias (electricidad, telecomunicaciones, gas, ferrocarriles) la red puede ser descrita como un monopolio natural. Sin embargo, muchas actividades que usan la red como insumo son potencialmente competitivas (venta de electricidad, servicios adicionales de valor agregado en telecomunicaciones, transporte ferroviario). Un tema central es como combinar la necesaria regulación de la red con la organización de la competencia en esas actividades.

Laffont y Tirole (1994, 1996) distinguen dos tipos de políticas. La más radical ha sido dividir a las firmas integradas verticalmente y prohibir al monopolista natural entrar en los otros segmentos. Baumol y Sidak (1994) señalan el caso de Estados Unidos en 1984, como resultado de la Modification of Final Judgement de 1982, las compañías telefónicas de red local (*Baby Bells*) fueron separadas del operador de larga distancia AT&T, y se les prohibió entrar en los mercados de servicios de valor agregado, así como también en los mercados de larga distancia, debido al convencimiento del Departamento de Justicia estadounidense y de la Corte, de que es imposible definir reglas de acceso que generen una competencia justa en esos mercados.^{36 37} Políticas similares se han tomado en el Reino Unido en

³⁵ Stoft (1995) analiza la dinámica bajo ambos caps. También propone un único cap híbrido, que busca reunir ambas características.

³⁶ En la práctica la separación no es completa, los operadores locales y de larga distancia compiten en las áreas semi-locales intraestatales donde no están bajo jurisdicción directa de la *Federal Communications Commission*.

³⁷ Véase Kellog – Thorne – Huber (1992) para análisis del fallo e interpretación.

electricidad y ferrocarriles, y en Suecia en ferrocarriles.³⁸ El argumento es que es muy fácil para el operador de la red proveer ventajas discriminatorias a sus propios productos (cargos de acceso más favorables, mejor calidad de acceso, subsidios en investigación y desarrollo), a pesar de los esfuerzos en auditoría que se hagan. En síntesis, las asimetrías de información son tan grandes que hacen imposible la competencia justa.

Otra política alternativa es definir cargos de acceso y permitir al monopolista competir también. En Reino Unido, los operadores de larga distancia pagan cargos de acceso a la British Telecom (BT) para llegar a los consumidores en la red local y compiten con BT en el servicio de larga distancia. Una meta de la Comunidad Europea es definir cargos de acceso ‘razonables’ para organizar la competencia en la generación de electricidad en Europa. Otros ejemplos de actividades con cargos de acceso regulados son los sistemas de reserva computacional de vuelos y las redes de gas.

De esta manera, la problemática más compleja en la política competitiva en industrias desreguladas es el de la tarificación del acceso, cuando una firma integrada verticalmente controla el suministro de un insumo esencial para sus competidores.

Armstrong y Vickers (1995) distinguen cuatro diferentes maneras de determinar los cargos de acceso, dependiendo el grado de discrecionalidad permitido al monopolista. Las posibilidades son: (i) el regulador determina los términos de acceso, (ii) el regulador permite a la firma elegir desde un menú de esquemas regulatorios alternativos, (iii) la firma tiene libertad para definir cargos de acceso sujeto a alguna restricción regulatoria general, y (iv) la firma tiene libertad sobre los cargos de acceso sólo sujeta a la provisiones de las leyes antimonopolios. La teoría de regulación óptima se aplica a los regímenes (i) y (ii).³⁹ Esa teoría también es

³⁸ Laffont – Tirole (1996)

³⁹ Véase Laffont – Tirole (1993) sobre regulación óptima en general, y Laffont – Tirole (1994) sobre la regulación óptima de los cargos de acceso.

relevante en los regímenes (iii) y (iv), donde pueden surgir prácticas anticompetitivas a través de los cargos de acceso.

Una de las principales razones de por qué la definición de estructuras de precios es tan difícil es debido al problema de los conflictos de objetivos, expresado de otra manera, muy pocos instrumentos persiguiendo muchos objetivos. Así, la ubicación eficiente de recursos apunta a una tarificación que refleje los costos (costo marginal). Pero, bajo economías de escala o de ámbito, esta metodología lleva al problema de la recuperación de costos. Otras dificultades pueden surgir a partir de objetivos sociales (preocupaciones distributivas) o preocupaciones políticas (uniformidad nacional de precios).

A través de políticas y la estructura de precios el regulador debe inducir una asignación eficiente de los recursos. Esto implica, entre otras cosas, crear las condiciones propicias para la entrada al segmento competitivo sin inducirla en forma excesiva fomentando el desarrollo de firmas ineficientes, sin expropiar las inversiones previas o desincentivando las futuras en el segmento monopolizado, sin generar duplicidad o bypasses ineficientes.

Otra fuente de dificultades tiene que ver con la información. La autoridad reguladora generalmente sabe menos sobre las condiciones de costos y demanda, y sobre el comportamiento de la firma, que las firmas pertenecientes a la industria. Lo ideal sería usar información en forma descentralizada en la determinación de precios, pero es difícil extraer esta información, y ciertamente las firmas buscarán la forma de explotar las ventajas de información, en desmedro del interés público. Esto sugiere que las firmas pueden tener un cierto grado de discrecionalidad en la determinación de su estructura de precios, pero tal vez, con algunas restricciones a esa discrecionalidad.

En los últimos años se han observado una serie de recomendaciones y prácticas. Los entrantes típicamente argumentan a favor de los cargos de acceso basados en costos, tales como los costos incrementales de largo plazo. Esta metodología fue adoptada en Australia para telecomunicaciones, sin embargo, es ampliamente reconocido que la tarificación marginal del acceso impide al operador telefónico dominante recuperar eficientemente los costos fijos de la red. Muchos

reguladores y economistas han sugerido el costo incremental de largo plazo más un recargo como una alternativa factible para permitir la recuperación del déficit que se produciría. El asunto es como determinar el este recargo. Se han propuesto diversas formas: (i) una asignación contable de manera de lograr la *distribución total de costos*, (ii) *recargos uniformes* sobre todos los servicios, (iii) la *Regla Allais*⁴⁰ que define un recargo proporcional a los costos incrementales de largo plazo o (iv) recargos relacionados con el uso del acceso, por lo tanto, haciendo consideraciones sobre las demandas.

Para calificar los diferentes modelos propuestos hay que responder dos preguntas fundamentales: ¿Cuál es el mejor referente teórico correcto? y ¿Cómo se pueden traducir esos preceptos teóricos en recomendaciones factibles?. Mientras las reglas basadas en costos tienen su fortaleza en el terreno práctico, las basadas en uso demuestran resultados óptimos en el teórico.

3.3.1 Distribución Total de Costos

El mecanismo usualmente utilizado consiste en asignar los costos comunes de acuerdo a alguna regla mecánica contable.⁴¹

Para modelar este mecanismo supongamos que existen dos industrias relacionadas, una aguas arriba de la otra. En la industria aguas abajo, el concesionario de las redes (C) enfrenta competencia de un entrante (E) que necesita acceso a las redes para poder producir su bien final. En principio, el bien del concesionario puede ser vendido directamente al público (este es el caso, de por ejemplo, las llamadas locales en telecomunicaciones), esto significa que hay tres mercados finales:

- el servicio de la red, denotada por 0

⁴⁰ Véase Laffont – Tirole (1996)

⁴¹ Véase Mitchell – Vogelsang (1991) para una revisión de la distribución total de costos y sus técnicas.

- el bien producido aguas abajo por el concesionario, denotado por 1
- el bien producido aguas abajo por el entrante, denotado por 2

Todas las actividades tienen retornos constantes a escala, excepto por un costo fijo F que es incurrido por el concesionario. Denotemos c_i al costo marginal de producción en el mercado final i , q_i la cantidad total suministrada a los usuarios finales, y p_i el precio correspondiente. Finalmente, se necesita una unidad de servicio de red para producir una unidad de producto final, y a es el cargo de acceso a la red pagado por el competidor al monopolista. Asumiremos que el competidor no tiene poder de mercado, por lo que el precio final es $p_2 = a + c_2$. La actividad total de la red es igual a $Q = q_0 + q_1 + q_2$. Las respectivas funciones de costos son:

$$\begin{aligned}
 C_0 &= c_0 Q + F_0 \\
 C_1 &= c_1 q_1 \\
 C_2 &= c_2 q_2
 \end{aligned}
 \tag{3.30}$$

Por ejemplo, se pueden asignar los costos fijos en forma proporcional a la actividad total de la red. De esta manera, se aplica un recargo uniforme de F_0/Q adicional al costo marginal de los dos bienes finales y el acceso producidos por el monopolista:

$$\begin{aligned}
 p_0 &= c_0 + \frac{F_0}{Q} \\
 p_1 &= \left(c_0 + \frac{F_0}{Q} \right) + c_1 \\
 a &= c_0 + \frac{F_0}{Q}
 \end{aligned}
 \tag{3.31}$$

El beneficio variable del monopolista en sus tres actividades son:

$$\begin{aligned}
 B_0 &= (p_0 - c_0) q_0 \\
 B_1 &= (p_1 - c_0 - c_1) q_1
 \end{aligned}
 \tag{3.32}$$

$$B_2 = (a - c_0)q_2$$

En este caso de recargos proporcionales al consumo, el beneficio total cubre los costos fijos, quedando el presupuesto del monopolista balanceado:

$$B_0 + B_1 + B_2 = \frac{F_0}{Q}(q_0 + q_1 + q_2) = F_0 \quad (3.33)$$

Alternativamente, se pueden aplicar recargos proporcionales a los costos marginales:

$$p_0 = c_0 + \delta c_0$$

$$p_1 = (c_0 + c_1) + \delta(c_0 + c_1) \quad (3.34)$$

$$a = c_0 + \delta c_0$$

donde el coeficiente de proporcionalidad δ es elegido de manera de satisfacer la restricción presupuestaria:

$$(1 + \delta)[c_0(q_0 + q_1 + q_2) + c_1q_1] = F_0 + c_0(q_0 + q_1 + q_2) + c_1q_1 \quad (3.35)$$

Esta regla se conoce también como la *Regla Allais*.

La Distribución total de Costos ha sido frecuentemente criticada por los economistas así como ha sido usada en la práctica. Sus falencias son bien sabidas. Primero, la estructura de precios de costos totalmente distribuidos esta basada en costos y por lo tanto no incentiva la minimización de costos. Segundo, se establece una estructura de precios impropia, que está lejos de ser una manera óptima de financiar el déficit de acceso, incluso si nos abstraemos de las consideraciones sobre los incentivos. Debido a que está basado en costos, este mecanismo, considerando una asignación de tipo Ramsey, “subsidiar” a los segmentos de demanda inelástica en desmedro de los segmentos de demanda elástica. Similarmente, esta metodología carece de la flexibilidad necesaria para tratar con grandes consumidores a través de tarifas no lineales; esta falta de flexibilidad lleva a una asignación ineficiente de

recursos en el acceso y en los bienes finales en ausencia de competencia, y crea bypasses ineficientes en su presencia.⁴² De esta manera, algunas formas de estructura de precios de distribución total de costos inducen entradas ineficientes en el segmento competitivo. En particular, bajo recargos proporcionales al costo marginal, entrantes ineficientes ($c_2 > c_1$) encuentran rentable ingresar en la medida que $a + c_2 = c_0(1 + \delta) + c_2 = p_1 - [(1 + \delta)c_1 - c_2] < p_1$.

3.3.2 Regla de la Oftel

La *British Office of Telecommunications* (Oftel) diseñó un mecanismo propio de interconexión para la British Telecom (BT). Sea AD el déficit en el acceso, que correspondería según la notación anterior a F_0 .

La regla de la Oftel es una regla basada en el uso. Los competidores pagan una “contribución al déficit de acceso” (ADC) por llamada, proporcional a la utilidad de esa llamada para British Telecom. El cargo de acceso puede ser modelado como:

$$a = c_0 + ADC = c_0 + \frac{AD}{q_1} \frac{B_1}{B_0 + B_1 + B_2} \quad (3.36)$$

donde los beneficios B_0 , B_1 , B_2 están definidos de la misma forma que en las ecuaciones (3.32).

Todos los beneficios, en particular B_2 , dependen del cargo de acceso. El cargo de acceso es entonces un resultado de una fotografía en el tiempo. En la práctica, la contribución al déficit de acceso puede sólo estar basada en datos históricos o en proyecciones.

La ecuación (3.36) puede ser generalizada a múltiples segmentos competitivos. Entonces se producirían cargos diferenciados de acceso, a diferencia de la metodología de la distribución total de costos, que define una contribución al

⁴² Laffont – Tirole (1996)

déficit de acceso que depende sólo del consumo en la red local por los competidores, y no la naturaleza de sus productos. Actualmente, la Ofel define dos cargos de acceso para Mercury, para llamadas nacionales e internacionales. Sea $B_3 = (p_3 - c_0 - c_3)q_3$ el beneficio de BT en las llamadas internacionales, donde c_3 es el costo marginal no local y q_3 la cantidad de llamadas internacionales. Los beneficios provenientes de Mercury por los cargos de acceso a_1 y a_3 por llamadas nacionales e internacionales:

$$B_2 = (a_1 - c_0)q_2 \quad (3.37)$$

$$B_3 = (a_3 - c_0)q_4$$

donde q_4 es la producción internacional de Mercury. Los accesos cargados a Mercury en los dos segmentos competitivos son respectivamente:

$$a_1 = c_0 + \frac{AD}{q_1} \frac{B_1}{B_0 + B_1 + B_2 + B_3 + B_4} \quad (3.38)$$

$$a_3 = c_0 + \frac{AD}{q_3} \frac{B_3}{B_0 + B_1 + B_2 + B_3 + B_4}$$

La relación de utilidades de BT, en la práctica implican que el cargo de acceso para una llamada internacional es mayor al de una llamada nacional.

Las ecuaciones (3.36) o (3.38) no definen los precios finales de British Telecom p_0 , p_1 o p_3 . Éstos están definidos de acuerdo al price cap. La canasta de bienes sujetos a este price cap incluyen bienes finales, pero no los bienes de acceso, cuyos cargos son determinados en forma separada por las fórmulas anteriormente descritas. Esto es lo que se denomina un “price cap parcial”.

La regla de la Ofel toma una forma muy simple cuando el presupuesto del operador está balanceado. Supongamos que:

$$B_0 + B_1 + B_2 + B_3 + B_4 = AD \quad (3.39)$$

entonces las ecuaciones (3.38) se transforman en:

$$a_1 = p_1 - c_1 \quad (3.40)$$

$$a_3 = p_3 - c_3$$

Cuando se cumple la condición de balance, los cargos de acceso son exactamente iguales a los “costos de oportunidad”, equiparándose con la *Efficient Component Pricing Rule (ECPR)*.

La aplicación de la regla de la Oftel, como otras, requieren de la separación de costos de la red de los segmentos competitivos. Por ejemplo, una transferencia contable de costos o una real reasignación de recursos entre la red y el segmento competitivo, en la forma de una disminución en B_0 (AD constante) y un incremento igual en B_1 aumenta el cargo de acceso sin implicar un costo para British Telecom. Esto se debe a que el price cap es sólo parcial, por lo que un aumento en el cargo de acceso no tiene un impacto directo en la flexibilidad de precios del operador.

3.3.3 Efficient Component Pricing Rule (ECPR)

Esta regla, también conocida como la *Baumol–Willig Rule*, o regla de margen, fue originalmente introducida por Willig (1979) y Baumol (1983). Más recientemente ha sido popularizada por Baumol y Sidak (1994). Esta regla establece que el cargo de acceso debe ser igual al costo directo más el costo de oportunidad del acceso, incentivándose así el ingreso de nuevos competidores, sólo si son más eficientes que el operador de las redes.

Suponiendo que los precios finales a los usuarios están ya definidos, entonces el cargo de acceso no tiene efectos en la eficiencia en la asignación de recursos.⁴³ Aún así el regulador puede mantener una preocupación por la recuperación de costos y la eficiencia productiva, es decir, por la entrada eficiente y la minimización de costos. La regla ECPR se concentra en la eficiencia productiva.

⁴³ Valetti – Estache (1998)

La regla establece que cuando los productos finales son homogéneos ($p_1 = p_2 = p$) y el mercado es contestable⁴⁴, el cargo de acceso se puede expresar como la diferencia entre el precio final y el costo marginal en el segmento competitivo, o equivalentemente, la suma del beneficio neto de proveer el bien competitivo más el costo marginal de dar acceso:

$$a = p - c_1 = c_0 + (p - c_0 - c_1) \quad (3.41)$$

Esta regla puede ser leída de varias maneras equivalentes:

- Como regla de margen, dice que el margen del operador de la red en el mercado final ($p - a$) debe ser igual al costo marginal en la actividad aguas abajo (c_1).
- Como principio de paridad, el operador de la red se imputa a sí mismo el mismo cargo que cobra a los entrantes por el uso de la red.
- Desde el punto de vista de un potencial entrante, él sólo encontrará rentable entrar si sólo si el costo total unitario es menor o igual que el precio final: $p \geq a + c_E \Rightarrow C_E \leq c_1$. En ese sentido, la regla da la señal correcta a los nuevos entrantes. La entrada es rentable sólo para las firmas que sean más eficientes que el monopolista en la actividad aguas abajo.
- Alternativamente, como se señaló en un principio, la regla dice que el cargo de acceso debe ser igual al costo directo (c_0) más el costo de oportunidad, de proveer acceso. El costo de oportunidad es ($p_0 - c_0 - c_1$) dado que esta es la reducción en la utilidad del monopolista causada por la provisión de acceso. La entrada no altera la recuperación de costos del monopolista dado que la regla es neutral para la utilidad del monopolista.

El hecho de que la regla ECPR no altere la utilidad del operador, tiene diversas consecuencias. Por un lado, la entrada en el segmento competitivo no

⁴⁴ En un mercado contestable hay entrada libre de firmas y no existen costos hundidos irrecuperables, por lo que es posible entrar y salir sin costo.

interfiere con los subsidios cruzados del servicio de red; políticamente importante si estos subsidios son deseados, por ejemplo, subsidio a localidades apartadas. La neutralidad en la utilidad, reduce el incentivo del operador de efectuar prácticas anticompetitivas, tales como reducir la calidad del acceso.

Las características antes mencionadas y la simplicidad de la fórmula explican su popularidad. Sin embargo, sus críticos⁴⁵ apuntan dos debilidades principales. La primera es que si existe un competidor que es más eficiente que el concesionario, entonces el entrante cubrirá toda la demanda, desapareciendo el monopolista de la actividad aguas abajo, haciéndose la industria en la práctica verticalmente desintegrada y por lo tanto no existiría p_1 para determinar el acceso. De lo contrario, de ser el concesionario el más eficiente, entonces éste acapararía toda la demanda, por lo que a dejaría de ser relevante.

La segunda debilidad del modelo ECPR es que de existir rentas monopólicas por parte del concesionario, este modelo las protege. Por lo que es necesario que la tarifa final esté correctamente regulada.

Esta regla ha sido usada formalmente como base para determinar los cargos de acceso en Estados Unidos, donde ha sido usada en las industrias de ferrocarriles y de telecomunicaciones, y en Nueva Zelanda, en la industria de telecomunicaciones.

El litigio concerniente a las tarifas de acceso cargadas por la Telecom Corporation de Nueva Zelanda a su rival Clear Communications es una muy buena ilustración de la problemática del acceso. El caso se centró en la sección 36 del Acta de Comercio de 1986, que prohíbe los comportamientos predatorios en los siguientes términos:

“Ninguna persona que tenga una posición dominante en un mercado podrá usar esa posición con el propósito de:

⁴⁵ Para una visión crítica, revisar Kahn – Taylor (1994), Economides – White (1995), y la respuesta de Baumol – Ordover – Willig (1997).

- (a) Restringir la entrada de cualquier persona a ese o cualquier otro mercado; o
- (b) Obstruir o impedir a cualquier persona tomar una conducta competitiva en ese o cualquier otro mercado; o
- (c) Eliminar a cualquier persona de ese o cualquier otro mercado.”

Telecom promulgaba el uso de la regla ECPR, sosteniendo que ese tipo de cargos de acceso no contravenían la sección 36 del Acta de Comercio. El uso de la regla ECPR fue aprobada por la Hight Court en 1992, pero revocada por la Corte de Apelaciones en 1993.⁴⁶ El caso finalmente fue juzgado en el Reino Unido por los Lords del Judicial Committee of the Privy Council. En su fallo de 1994, sostuvieron el uso de la regla ECPR, ya que no sería una regla anticompetitiva o predatoria. A pesar, de que se ha establecido que la completa validez de la regla depende de que la regulación del precio del producto final asegure la ausencia de rentas monopólicas,⁴⁷ el fallo de los Lords no fue condicionado.⁴⁸

Sidak y Spulber (1997) proponen una adaptación del modelo ECPR, un ECPR determinado por el mercado (M-ECPR). La diferencia entre el ECPR y el M-ECPR surge cuando un entrante puede proveer el bien final a un precio menor que el monopolista. M-ECPR fija el cargo de acceso igual a la diferencia entre el precio final del entrante y el costo marginal en el segmento competitivo:

$$a = p_2 - c_1 \tag{3.42}$$

Dado que la regla ECPR es sólo una regla parcial, puede ser consistente con muchos modelos de tarificación, incluyendo los basados en costos (por ejemplo, las ecuaciones (3.31) muestran que los recargos uniformes de la distribución total de costos, satisfacen la regla ECPR), los modelos basados en el uso (como el caso de la

⁴⁶ Véase Armstrong – Doyle (1994) y Baumol – Sidak (1994)

⁴⁷ Véase Baumol – Sidak (1994)

⁴⁸ Armstrong – Vickers (1995)

regla de la Oftel con presupuesto balanceado). Ha sido también adoptada en ausencia de regulación de precios en los segmentos competitivos.⁴⁹

3.3.4 Cargos de Acceso Ramsey

En la primera mejor solución los competidores internalizan el costo marginal de la red, por lo que el cargo de acceso sería igual a este costo marginal. Pero sujeto a la restricción de que el operador de la red debe balancear su presupuesto, ¿cuáles son los precios y cargos de acceso óptimos?

La respuesta fue desarrollada hace tiempo, por Ramsey (1927) y Boiteux (1956), aplicándola para bienes finales. Sin embargo, es claro que se puede extender su uso a bienes intermedios como el acceso, tan sólo considerándolo como otro bien final.

Laffont y Tirole (1994) analizaron el problema de elegir los precios y cargos de acceso de manera de maximizar el bienestar social, cuando existen costos fijos que requieren ser financiados, obteniendo como resultado precios y cargos Ramsey óptimos.

El problema puede ser modelado de la siguiente forma:

El monopolista opera una red con una función de costos:

$$C_0 = C_0(\beta, e_0, Q), \quad C_{0\beta} > 0, \quad C_{0e_0} < 0, \quad C_{0Q} > 0 \quad (3.43)$$

donde Q es el nivel de actividad de la red, β es un parámetro de productividad, y e_0 es un nivel de esfuerzo no monetario efectuado por la firma al operar la red. Los subíndices β , e_0 y Q , denotan las correspondientes derivadas parciales. β es un parámetro de selección adversa, el cual es información privada de la firma; β tiene una f.d.p. $F(\cdot)$ en $[\beta, \bar{\beta}]$ con un función f estrictamente positiva, con

⁴⁹ En Nueva Zelanda en telecomunicaciones, Laffont – Tirole (1996) y Kahn – Taylor (1994).

$d[F(\beta)/f(\beta)]/d\beta \geq 0$. los subíndices β , e_0 y Q denotan las correspondientes derivadas parciales de la función de costos

Con la red, la firma produce una cantidad q_0 de un bien monopolizado. Asumamos que q_0 unidades de este bien requiere q_0 unidades de red, y sea $S(q_0)$ la utilidad para los consumidores de este bien, con $S' > 0$, $S'' < 0$.

El monopolio produce también un bien 1 en cantidad q_1 . Esta otra producción tiene un sustituto imperfecto producido en cantidad q_2 por un competidor. Sea $V(q_1, q_2)$ la utilidad para los consumidores de estos dos bienes.

Además del ingrediente de red, la producción del bien 1 también genera un costo:

$$C_1 = C_1(\beta, e_1, q_1) \quad (3.44)$$

donde e_1 es el esfuerzo efectuado por la firma para reducir el costo de producir el bien 1. El costo del esfuerzo es $\psi(e_0 + e_1)$ con $\psi' > 0$, $\psi'' > 0$ y $\psi''' \geq 0$.

Además del ingrediente de red, la producción del bien 2 genera un costo cq_2 , donde c es de conocimiento común.

La actividad total es $Q = q_0 + q_1 + q_2$. Sea a el cargo unitario de acceso pagado por el competidor al monopolio. Por lo tanto el nivel de utilidad del competidor es:

$$\Pi = p_2 q_2 - c q_2 - a q_2 \quad (3.45)$$

Bajo información completa, el regulador observa precios, cantidades, costos, y niveles de esfuerzo. Sea t la transferencia recibida por el monopolio del regulador. Se hace la convención contable de que el regulador reembolsa los costos, recibe el ingreso de la venta del bien competitivo y el bien de la red a los consumidores, mientras que la firma recibe los cargos de acceso. Esto no significa pérdida de generalidad. Entonces la utilidad del monopolio es:

$$U = t - \psi(e_0 + e_1) + a q_2 \quad (3.46)$$

El regulador debe recolectar $t + C_0 + C_1 - p_0q_0 - p_1q_1$ con un precio sombra de los fondos públicos de $1 + \lambda$ (donde $\lambda > 0$ dada la distorsión impositiva). λ es el valor implícito de la economía de la restricción de presupuesto (que sólo importa cuando hay déficit). La utilidad de los consumidores, que a su vez pagan los impuestos, es:

$$S(q_0) + V(q_1, q_2) - p_0q_0 - p_1q_1 - p_2q_2 - (1 + \lambda)(t + C_0 + C_1 - p_0q_0 - p_1q_1) \quad (3.47)$$

Bajo información completa el planificador social maximiza:

$$S(q_0) + V(q_1, q_2) - p_0q_0 - p_1q_1 - p_2q_2 - (1 + \lambda)(t + C_0 + C_1 - p_0q_0 - p_1q_1) + (t - \psi(e_0 + e_1) + aq_2) + (p_2q_2 - cq_2 - aq_2) \quad (3.48)$$

bajo condiciones de suficiencia económica del monopolista y del competidor

$$U = t - \psi(e_0 + e_1) + aq_2 \geq 0 \quad (3.49)$$

$$\Pi = p_2q_2 - cq_2 - aq_2 \geq 0 \quad (3.50)$$

Dado que los fondos públicos son costos, la restricción del monopolista es activa y el beneficio social puede ser reescrito como:

$$S(q_0) + V(q_1, q_2) + \lambda p_0q_0 + \lambda p_1q_1 + \lambda aq_2 - cq_2 - (1 + \lambda)(\psi(e_0 + e_1) + C_0(\beta, e_0, q_0 + q_1 + q_2) + C_1(\beta, e_1, q_1)) \quad (3.51)$$

Similarmente, recolectar recursos a través del cargo de acceso del competidor es valioso. El cargo de acceso es elegido de manera de saturar la restricción del competidor:

$$a = p_2 - c \quad (3.52)$$

Substituyendo (3.10) en (3.9), el beneficio social toma la forma final de:

$$S(q_0) + V(q_1, q_2) + \lambda(p_0q_0 + p_1q_1 + p_2q_2) - (1 + \lambda)(\psi(e_0 + e_1) + C_0(\beta, e_0, q_0 + q_1 + q_2) + C_1(\beta, e_1, q_1) + cq_2) \quad (3.53)$$

Asumiendo que S y V son cóncavas y que C_0 y C_1 son convexas en (e_0, e_1, q_1, Q) , la regulación óptima está caracterizada por las condiciones de primer orden:

$$\frac{p_0 - C_{0Q}}{p_0} = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{1}{\hat{\eta}_0} \quad (3.54)$$

$$\frac{p_1 - C_{0Q} - C_{1q_1}}{p_1} = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{1}{\hat{\eta}_1} \quad (3.55)$$

$$\frac{p_2 - C_{0Q} - c}{p_2} = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{1}{\hat{\eta}_2} \quad (3.56)$$

donde $\hat{\eta}_i$ es la elasticidad precio de la demanda en el mercado final i modificada considerando la posibilidad de sustitución entre diferentes bienes. $\hat{\eta}$ es usualmente llamada superelasticidad, y refleja el impacto global de un cambio en el precio de un bien en el ingreso del concesionario. En la práctica si las demandas son independientes, equivalen a elasticidades normales, como en el caso del servicio de red. Si los bienes son sustitutos, como lo son los bienes 1 y 2, ellas son menores que las elasticidades normales.

$$\begin{aligned} \hat{\eta}_0 &= \eta_0 \\ \hat{\eta}_i &= \eta_i \frac{\eta_i \eta_j - \eta_{ij} \eta_{ji}}{\eta_i \eta_j + \eta_i \eta_{ij}} < \eta_i \quad i \neq j \quad i = 1, 2 \quad j = 1, 2 \end{aligned} \quad (3.57)$$

donde

$$\begin{aligned} \eta_i &= -\frac{\partial q_i}{\partial p_i} \frac{p_i}{q_i} \\ \eta_{ij} &= -\frac{\partial q_i}{\partial p_j} \frac{p_j}{q_i} \quad i \neq j \quad i = 1, 2 \quad j = 1, 2 \end{aligned} \quad (3.58)$$

y

$$\psi'(e_0 + e_1) = -C_{0e_0} = -C_{0e_1} \quad (3.59)$$

La interpretación es muy parecida a la de los precios Ramsey comunes: dado que el primer óptimo no es sustentable porque hay costos fijos que recuperar, es necesario introducir algunas distorsiones, aumentando el precio en aquellos mercados que son menos sensitivos al precio, o sea más inelásticos.

El entrante es un tomador de precios, por lo que producirá de acuerdo a la regla marginal (el precio p_2 recibido por cada unidad adicional producida, tiene que igualar el costo de la unidad adicional, que alcanza a $a + c_2$). Esto permite determinar el cargo óptimo de acceso:

$$a = p_2 - c_2 = c_0 + \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{p_2}{\hat{\eta}_2} \quad (3.60)$$

El acceso es tarifado sobre el costo marginal porque los déficits son socialmente costosos. El término $\lambda p_2 / (1 + \lambda) \hat{\eta}_2$ puede ser visto como un impuesto usado para recolectar dinero. Es alto cuando la elasticidad del bien 2 es baja o cuando el costo social de los fondos es alto.

Si el regulador tuviera dos instrumentos, el cargo de acceso y un impuesto sobre el bien 2, τ_2 , la ecuación (3.60) puede ser reescrita como $a + \tau_2 = C_{0Q} + (\lambda / (1 + \lambda)) (p_2 / \hat{\eta}_2)$ donde a puede ser tomada igual al costo marginal de acceso. Es claro que si el regulador tuviera acceso a un impuesto no distorsionante, la tarifación a costo marginal de los bienes y del acceso.

Los precios Ramsey ponen un especial énfasis en la interdependencia de los mercado y en la simultaneidad de la fijación de los precios óptimos.

Ahora asumamos que el regulador no puede transferir dinero a la firma. Por ejemplo consideremos un caso con retornos constantes a escala:

$$\begin{aligned} C_0 &= c_0 (q_0 + q_1 + q_2) \\ C_1 &= c_1 q_1 \end{aligned} \quad (3.61)$$

por simplicidad en la notación, se ha omitido el costo fijo.

Bajo información simétrica, la restricción de presupuesto del monopolio es:

$$p_0q_0 + p_1q_1 + aq_2 - c_0(q_0 + q_1 + q_2) - c_1q_1 - t \geq 0 \quad (3.62)$$

donde t debe ahora ser interpretado como la compensación a la administración de la firma, la que es pagada a partir de los cargos pagados por los consumidores ($U = t - \psi(e_0 + e_1)$).

El regulador desea maximizar, para cada valor de c_0, c_1, t , el beneficio social:

$$S(q_0) + V(q_1, q_2) - p_0q_0 - p_1q_1 - (a + c)q_2 + U \quad (3.63)$$

sujeto a la restricción (3.62).

Bajo información asimétrica, la utilidad de la firma es:

$$U(\beta) = t(\beta) - \psi(e_0(\beta) + e_1(\beta)) \quad (3.64)$$

bajo las restricciones de incentivo y de racionalidad individual:

$$\dot{U}(\beta) = -\psi'(e_0(\beta) + e_1(\beta)) \quad (3.65)$$

$$U(\beta) \geq 0 \quad (3.66)$$

La restricción presupuestaria para cada β

$$\begin{aligned} & p_0(\beta)q_0(p_0(\beta)) \\ & + p_1(\beta)q_1(p_1(\beta), a(\beta) + c) + a(\beta)q_2(p_1(\beta), a(\beta) + c) \\ & - c_0(q_0(p_0(\beta)) + q_1(p_1(\beta), a(\beta) + c) + q_2(p_1(\beta), a(\beta) + c)) \\ & - c_1q_1(p_1(\beta), a(\beta) + c) = U(\beta) + \psi(e_0(\beta) + e_1(\beta)) \end{aligned} \quad (3.67)$$

La función de optimización del regulador es:

$$\begin{aligned}
\max \int_{\beta}^{\bar{\beta}} [& S(q_0(p_0(\beta))) + V(q_1(p_1(\beta), a(\beta) + c), q_2(p_1(\beta) + c)) \\
& - p_0(\beta)q_0(p_0(\beta)) - p_1(\beta)q_1(p_1(\beta), a(\beta) + c) \\
& - p_2(\beta)q_2(p_1(\beta), a(\beta) + c) + U(\beta)] dF(\beta)
\end{aligned} \tag{3.68}$$

sujeto a (3.65), (3.67), (3.66).

Sea $\mu(\beta)$ el multiplicador Pontragoniano de la variable de estado U y $(1 + \lambda(\beta))f(\beta)$ el multiplicador de la restricción presupuestaria. Optimizando sobre los precios se obtienen las mismas ecuaciones (3.54), (3.55) y (3.56), situación con transferencias del regulador, reemplazando λ con $\tilde{\lambda}(\beta)$.

Un problema que enfrenta la determinación de precios Ramsey es la cantidad de información que el regulador requiere sobre costos y demandas. Es mucho más probable que la firma regulada tenga mejor información al respecto. Más aún, si los ajustes en los precios son hechos para un periodo de años, las condiciones de la industria pueden perfectamente cambiar antes de que sean recalculados. Mejor que imponer un vector de precios en particular sobre la firma regulada, en muchas circunstancias es mejor permitir a la firma una cierta discrecionalidad en la estructura de precios.

Laffont y Tirole (1996) analizaron el problema del price cap global para la firma. Eso sería un índice $P(p)$ de los precios de la firma, pero permitiría a la firma elegir su estructura de precios sujeta al índice máximo. La ventaja general de la discrecionalidad puede ser ilustrada en la figura 3.4. Comparado con el vector no discrecional p^0 , sería claramente mejor permitir a la firma libertad para elegir precios tal que el beneficio de los consumidores no se vea disminuido, $v(p) \geq v(p^0)$, porque generalmente la firma puede hacerlo mejor, sin que los consumidores en conjunto se vean perjudicados. En este caso el índice $P(p)$ es simplemente $v(p)$. Esto induce un patrón de precios Ramsey, probablemente a través de rentabilidades mayores que cero.

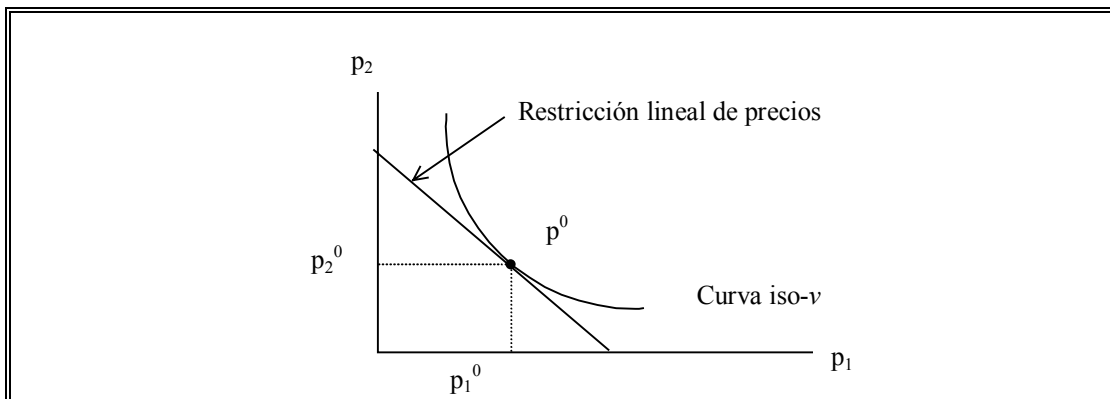


Figura 3.4: Ventajas de la Discrecionalidad de Precios

Con un menor requerimiento de información, y más simple aún, es la restricción lineal de precios dada por $\sum p_i^0 x_i(p^0) \geq \sum p_i x_i(p^0)$, que dice que la firma puede establecer cualquier conjunto de precios que no incremente el costo de comprar la canasta de productos demanda a los precios no discriminatorios (ver figura 3.4). Nuevamente, la firma generalmente se beneficiará de gozar de esta discrecionalidad, y así lo harán también los consumidores.

Si los pesos del price cap global están bien definidos, en proporción a las cantidades demandadas a los precios resultantes, entonces se inducen precios Ramsey.

De esta manera, una forma muy simple de price cap puede acarrear una estructura de precios óptima en una manera descentralizada, que no significa una alta demanda de información.

Los reguladores son aprensivos en permitir a los concesionarios tarifas por uso, por temor a que sean utilizadas como herramienta para prácticas anticompetitivas. Una manera de enmarcar la discrecionalidad es impidiendo los subsidios cruzados y los precios predatorios, por ejemplo a través de precios piso y techo. Baumol y Willig, entre otros, han sugerido el uso combinado de costos incrementales como piso y el *stand alone cost* como techo.

O en el caso particular de prácticas anticompetitivas en los cargos de acceso, tales como subir a , y bajar p , se puede agregar una restricción de la forma $p - a \geq c$, similar a la regla de margen ECPR.

3.3.5 Síntesis de ECPR y Cargos Ramsey

Hasta ahora, los modelos ECPR y Ramsey aparentan ser totalmente diferentes. Armstrong – Doyle – Vickers (1995) intentan dar una síntesis de ambos. Primero, hay que recalcar que la optimalidad de la regla ECPR se basa en algunos supuestos claves, que no siempre son adecuadamente destacados:

- productos homogéneos: el monopolista y los competidores proveen el mismo producto.
- coeficientes tecnológicos fijos: una unidad de producto final requiere una unidad de insumo.
- sin bypass: sólo el monopolista provee el insumo.

Cuando estos supuestos son relajados, y en ausencia del problema de recuperación de costos fijos, el cargo de acceso a para un precio final p definido, está dado por:

$$a = c_0 + \sigma[p - (c_0 + c)] \quad (3.69)$$

donde σ es la *razón de desplazamiento* definido como: el cambio en las ventas finales del monopolista (q_1) producto del cambio de a , dividido por, el cambio en las ventas de insumos (z) por parte del monopolista a los competidores producto del cambio de a .

$$\sigma = \frac{\frac{\partial q_1}{\partial a}}{-\frac{\partial z}{\partial a}} \quad (3.70)$$

El segundo término de la ecuación (3.69) es el costo de oportunidad del acceso, por lo que esta ecuación puede verse como una expresión más general de la regla ECPR.

Sólo si los tres supuestos antes señalados se mantienen, la razón de desplazamiento σ será igual a 1. De otra manera $\sigma < 1$, por lo que la ecuación (3.69) implica un menor cargo de acceso, para un precio final dado, que la regla ECPR tradicional (3.41). Correspondientemente, a la relajación de cada uno de los tres supuestos, σ puede descomponerse en términos relacionados con la diferenciación de productos, coeficientes variables y bypass. El cálculo de σ necesariamente implica una gran cantidad de información de elasticidades (cruzadas y de sustitución).

Si la restricción de recuperación de costos fijos se activa, entonces los precios p y los cargos de acceso a satisfacen la expresión de la forma:

$$a = c_0 + \sigma[p - (c_0 + c)] + \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{a}{\eta_z} \quad (3.71)$$

donde η_z es la elasticidad propia convencional, no una superelasticidad como en (3.60). De esta manera se puede expresar el significado de la regla ECPR, observándose que el cargo de acceso óptimo desarrollado por Laffont y Tirole puede ser visto como un cargo ECPR más un cargo Ramsey estándar.⁵¹

⁵⁰ a/η_z se puede expresar como $z/(-\partial z/\partial a)$, evitando así la recursividad de a .

⁵¹ Vickers (1997)

IV MODELACIÓN DE UN SISTEMA DE TARIFAS Y CARGOS DE ACCESO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

En este Capítulo se diseñará un modelo de tarifas y cargos de acceso de distribución eléctrica, bajo distintas condiciones y restricciones. El modelo obtenido se calibrará y ensayará para el caso de la distribución eléctrica en Chile.

El objetivo final en la regulación de un monopolio es el bienestar social. Para ello el regulador debe establecer mecanismos que estimulen la ubicación óptima de recursos y, que promuevan la competencia donde sea posible en el entendido de que ello signifique un mayor bienestar social. Para ello, la principal dificultad es diseñar un conjunto de reglas y normas (modelos), que balanceen fines e incentivos, y acceder a la información necesaria para alimentar dichos modelos.

Por ejemplo, como se vio anteriormente, el modelo de tarificación *Rate of Return* tiene la ventaja de poder determinar en forma fácil y objetiva el nivel de las tarifas, asegurando la recuperación de costos por parte de la firma, usando para ello la información de costos totales fácilmente accesible a partir de la contabilidad de las empresas sujetas a regulación; sin embargo, tiene la desventaja de no incentivar la eficiencia en las inversiones. Por otro lado, modelos como el *Price Cap* incentivan la eficiencia en la asignación de recursos, pero requieren gran cantidad y calidad de información de costos, se necesita especular sobre las mejoras de eficiencia futuras y hacer proyecciones de las demandas relativas de manera de determinar los pesos del índice price cap. Asimismo, para aplicar los precios *Ramsey* se requiere conocer las funciones de demanda, para calcular las elasticidades, o en menor grado, para calcular los pesos de la restricción de precios cuando está sujeta a un price cap.

Para fomentar la competencia en la venta de energía a través de las redes de distribución, para llegar al cliente final, es fundamental la determinación de cargos de acceso y uso “adecuados”, y que su determinación sea transparente y clara para todos los agentes, de tal manera que no puedan ser utilizados como una barrera de entrada a un segmento potencialmente competitivo.

4.1 Supuestos y Modelación

Se estudiará un modelo que opera en una industria de distribución con características de monopolio natural. En esta industria se rompen dos de las tres condiciones necesarias para la libre competencia. En la zona geográfica existe sólo una empresa distribuidora que provee el servicio. No existe movilidad de recursos, ya que hay economías de escala que significan una barrera de entrada para nuevos competidores, y existen costos importantes con características de costos hundidos, lo que restringe la salida de las empresas. Se supondrán productos homogéneos, cada bien que se defina será indiferenciable en sus características para los consumidores, sin diferencias de calidad.

Se asume que los consumidores son racionales, que están bien informados y que siempre maximizan su utilidad, prefiriendo siempre más que menos.

Se medirá la eficiencia del modelo en función del beneficio social y su aplicabilidad práctica. En la medida que el modelo permita la discrecionalidad de precios, se beneficiará a un tipo de consumidores en desmedro de otros, por lo que no se cumplen las condiciones de optimalidad de Pareto⁵².

Sin pérdida de generalidad, se estudiará el caso de una empresa con sólo un nivel de tensión y presente en un área típica.

El bien en estudio es la potencia eléctrica, asumiremos que en la compraventa y distribución de energía no se margina. La demanda máxima del

⁵² Una asignación Pareto óptima, es aquella que cuando se compara con cualquiera otra, las partes involucradas están, por lo menos, en iguales condiciones que lo estaban antes y, por lo menos, una de ellas está mejor de lo que inicialmente estaba.

sistema de distribución coincide con la potencia máxima comprada por el distribuidor.⁵³

Los costos del monopolista operador de la red se pueden separar en costos de compra y costos de distribución de potencia. Sea C_{PM} el costo de compra de potencia incurrido por la firma. Estos costos presentan retornos constantes a escala, sin costos fijos significantes involucrados. De esta manera, C_{PM} puede representarse por:

$$C_{PM} = c_{PM} \cdot Q \quad (4.1)$$

en que c_P corresponde al costo marginal (y el costo medio) de suministro de una unidad de potencia coincidente⁵⁴. Q corresponde a la potencia física coincidente vendida. Este valor se obtiene realizando un balance físico de potencia a la firma en cuestión.

Se supondrá un coeficiente tecnológico de producción igual a uno, es decir, para suministrar una unidad de potencia coincidente, se requiere comprar una unidad de potencia coincidente (pérdidas nulas).

Sea C_D el costo de distribución de la firma, que depende de la potencia coincidente distribuida Q .

⁵³ Ver Capítulo II para entender la base del sistema de tarificación y su relación con la estructura de costos.

⁵⁴ Se entenderá por potencia coincidente, la potencia medida a la fecha y hora de la demanda máxima anual del sistema de distribución, que además por el supuesto señalado anteriormente, coincide también con la hora de demanda máxima de compra de potencia.

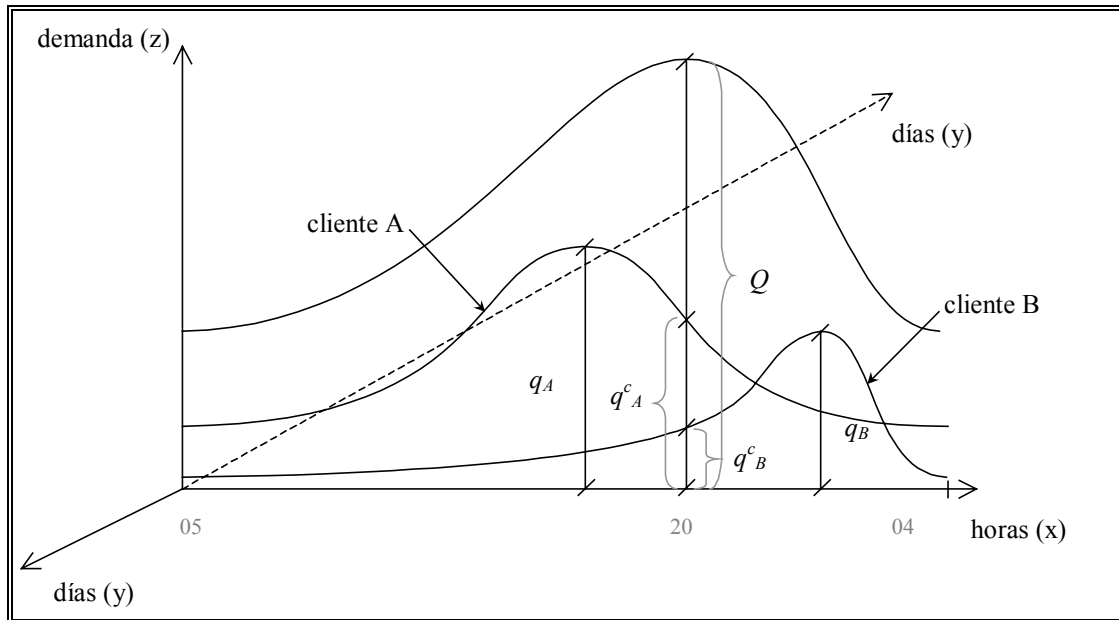


Figura 4.1: Curvas de Carga

En la figura 4.1, se muestra el día de demanda máxima del sistema, en el eje \hat{y} se replican los demás días. A y B son dos clientes cuyas potencias facturadas de venta, q_A y q_B , corresponden a las respectivas demandas máximas de cada cliente.⁵⁵ Las potencias coincidentes, q_A^c y q_B^c , corresponden al aporte que hace cada uno a la punta del sistema, Q . El factor de coincidencia, f , de cada consumo está dado por:

$$f_A = \frac{q_A^c}{q_A} \quad (4.2)$$

$$f_B = \frac{q_B^c}{q_B}$$

⁵⁵ Para mayor claridad de la ilustración, se ha supuesto las demandas máximas individuales el mismo día de la demanda máxima del sistema. Pero, puede ser en cualquier día del periodo, en Chile, último año móvil.

La provisión de energía (C_P) es potencialmente competitiva, pudiendo ser abierta a terceros. En Chile, actualmente, la compra es gestionada por las empresas distribuidoras, básicamente a precio de nudo regulado.⁵⁶

La firma produce tres bienes, potencia a una tarifa 1, potencia a una tarifa 2 y acceso. Cada uno de estos bienes se producen en cantidades q_1 , q_2 y q_3 , respectivamente.

Se supondrá que cada cliente puede consumir sólo uno de los tres bienes. Esto es consistente con la realidad, por cuanto los clientes eligen la opción tarifaria más adecuada a sus características de consumo, lo que además hace muy difícil que se cambien a otra.⁵⁷

Dadas las características técnicas de subaditividad de las potencias,⁵⁸ la función de costos de distribución y compras de potencia están relacionadas con las potencias coincidentes de las cantidades antes referidas. De esta manera, la función de costos de la firma está dada por:

$$C(q_1^c, q_2^c, q_3^c) = C_D(q_1^c + q_2^c + q_3^c) + C_{PM}(q_1^c + q_2^c) \quad (4.3)$$

donde

$$q_i^c = f_i q_i \quad i = 1, 2, 3. \quad (4.4)$$

$$Q = q_1^c + q_2^c + q_3^c = f_1 q_1 + f_2 q_2 + f_3 q_3 \quad (4.5)$$

⁵⁶ Ver Capítulo II.

⁵⁷ Por ejemplo la tarifa BT-1, típicamente residencial, está definida en el decreto tarifario para una capacidad máxima de 10 kW. Por otro lado, la tarifa BT-4.3, típicamente industrial, no se justifica económicamente para consumidores residenciales, dado el costo de los medidores necesarios.

⁵⁸ La potencia máxima total es menor que la suma de las potencias máximas individuales, debido a que no todas coinciden en el mismo instante de tiempo.

$$Q_M = q_1^c + q_2^c = f_1 q_1 + f_2 q_2 \quad (4.6)$$

Q representa la potencia coincidente total del sistema de distribución, y Q_M la potencia comprada y/o vendida directamente por la firma.

Los tres bienes (potencia tarifa 1, potencia tarifa 2 y acceso) tienen precios p_1, p_2 y a , respectivamente. Estos precios pueden ser expresados como:

$$\begin{aligned} p_1 &= \alpha_1 f_1 p_D + f_1 p_P \\ p_2 &= \alpha_2 f_2 p_D + f_2 p_P \\ a &= \alpha_3 f_3 p_D \end{aligned} \quad (4.7)$$

donde

$$p = p_D + p_P \quad (4.8)$$

p_D y p_P son precios predefinidos de distribución y de potencia coincidentes. $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ son variables que permiten, en definitiva, cambiar los precios finales.

El interés de la presente modelación es analizar la discrecionalidad de precios en distribución, es por eso que aplicamos los factores α_i a la correspondiente componente de precio, p_D .⁵⁹

De esta manera la utilidad de la firma está dada por:

$$\begin{aligned} \Pi_1 &= p_1 q_1(p_1) + p_2 q_2(p_2) + a q_3(p_3) \\ &\quad - C_D(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2) + f_3 q_3(p_3)) \\ &\quad - C_{PM}(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2)) \end{aligned} \quad (4.9)$$

⁵⁹ Es factible también aplicar factores de discrecionalidad a la componente de compra de potencia, pero, a la luz de la modelación, puede demostrarse que no agrega valor, y que en el caso del cap físico, debe tratarse necesariamente con un juego diferente de factores (ver Cap Físico).

Existe un competidor entrante que produce un bien 3, potencia a tarifa 3, en cantidad q_3 . Por cada una de estas unidades debe pagar un cargo de acceso a a la firma monopolista. A su vez, debe pagar un costo de compra C_{PE} dado por:

$$C_{PE}(f_3 q_3) = c_{PE} f_3 q_3 \quad (4.10)$$

Dado que este bien es ofrecido en forma competitiva, su precio es igual al costo marginal:

$$p_3 = a + c_{PE} f_3 \quad (4.11)$$

De esta manera la utilidad del entrante es:

$$\Pi_2 = p_3 q_3(p_3) - a q_3(p_3) - c_{PE} f_3 q_3(p_3) \quad (4.12)$$

Se supone que la demanda de cada bien, depende sólo del precio del respectivo bien, de esta manera, no existen elasticidades cruzadas. Esto es consistente con lo señalado anteriormente, que cada cliente consume sólo un bien, no siéndole posible cambiar debido sus características estructurales.

Sea $V(q_1, q_2, q_3)$ el beneficio agregado de los consumidores, por lo tanto, el excedente de los consumidores está dado por:

$$\Pi_C = V(q_1(p_1), q_2(p_2), q_3(p_3)) - p_1 q_1(p_1) - p_2 q_2(p_2) - p_3 q_3(p_3) \quad (4.13)$$

Para un planificador social utilitarista el beneficio social está dado por la suma de las utilidades del consumidor, del monopolista y del entrante:

$$\begin{aligned} \Pi_S = & V(q_1(p_1), q_2(p_2), q_3(p_3)) \\ & - C_D(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2) + f_3 q_3(p_3)) \\ & - C_{PM}(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2)) - C_{PE}(f_3 q_3(p_3)) \end{aligned} \quad (4.14)$$

La presente modelación persigue dos objetivos. Primero, maximizar el bienestar social, y segundo, dar los incentivos a la inversión y a la eficiencia en costos, permitiendo el financiamiento de las firmas eficientes.

Este último objetivo se logra a través de la determinación de los precios de distribución y de compra de potencia coincidentes, p_D y p_P . Estos valores fijan el ingreso obtenido por unidad de potencia coincidente suministrada, sin distinguir tarifas. Estos precios se predefinen, utilizando para ello alguno de los modelos regulatorios mencionados en el capítulo anterior.⁶⁰

El regulador, en posesión de los precios globales eficientes, busca maximizar el beneficio social a través de la diferenciación de los precios para los distintos segmentos.

Con estos objetivos, se pueden desviar los precios y cargos de la asignación por costos hecha al determinar p_D y sus factores de coincidencia efectivos (f_i) a través de la aplicación de factores $\alpha_i \neq 1$.

4.2 Autofinanciamiento de la Firma

4.2.1 Óptimo Social

En el servicio de red existen costos fijos que recuperar, por esta razón bajo tarifas marginalistas la firma no podría financiarse. Suponiendo un escenario en que no es posible hacer transferencias de recursos del regulador a la firma, el planificador social busca determinar un set de precios y cargos de acceso que maximicen el bienestar social (4.14), sujeto a que la utilidad de la firma (4.9) sea mayor o igual que cero.

De esta manera, el problema que debe resolver el planificador social utilitarista es:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\{\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3\}} \Pi_S = & V(q_1(p_1), q_2(p_2), q_3(p_3)) \\ & - C_D(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2) + f_3 q_3(p_3)) \\ & - C_{PM}(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2)) - C_{PE}(f_3 q_3(p_3)) \end{aligned} \quad (4.15)$$

⁶⁰ En el caso de Chile, p_D es calculado a través de *Yardstick Competition*, mientras que p_P en base a costos marginales proyectados.

sujeto a:

$$\begin{aligned}\Pi_1 &= p_1 q_1(p_1) + p_2 q_2(p_2) + a q_3(p_3) \\ &\quad - C_D(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2) + f_3 q_3(p_3)) \\ &\quad - C_{PM}(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2)) \geq 0\end{aligned}\quad (4.16)$$

$$\alpha_i \geq 0 \quad i = 1, 2, 3 \quad (4.17)$$

En el Lagrangeano de la función de optimización, λ representa el precio sombra social de la restricción presupuestaria del monopolista.

$$\begin{aligned}L &= V(q_1(p_1), q_2(p_2), q_3(p_3)) \\ &\quad - C_D(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2) + f_3 q_3(p_3)) \\ &\quad - C_{PM}(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2)) - C_{PE}(f_3 q_3(p_3)) \\ &\quad + \lambda(p_1 q_1(p_1) + p_2 q_2(p_2) + a q_3(p_3) \\ &\quad \quad - C_D(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2) + f_3 q_3(p_3)) \\ &\quad \quad - C_{PM}(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2)))\end{aligned}\quad (4.18)$$

Resolviendo las condiciones de primer orden, en torno a α_1 , α_2 y α_3 , que a su vez definen $p_1(\alpha_1)$, $p_2(\alpha_2)$ y $p_3(\alpha_3)$, según las ecuaciones (4.7) y (4.11), se obtiene:

$$p_1 - (C_D^Q + c_{PM})f_1 = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{p_1}{\eta_1} \quad (4.19)$$

$$p_2 - (C_D^Q + c_{PM})f_2 = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{p_2}{\eta_2} \quad (4.20)$$

$$p_3 - (C_D^Q + c_{PE})f_3 = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{p_3}{\eta_3} \quad (4.21)$$

donde el supraíndice Q denota la derivada de primer orden con respecto a esta variable.

Aplicando en forma inversa la ecuación (4.11) se obtiene el cargo de acceso a óptimo:

$$a = C_D^Q f_3 + \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{p_3}{\eta_3} \quad (4.22)$$

Los precios obtenidos corresponden a precios Ramsey, concordante con la solución obtenida por Laffont y Tirole (1996). Los precios son mayores al costo marginal por cuanto existen costos fijos que recuperar. El margen adicional que se carga al costo marginal de cada bien, está inversamente relacionado con su elasticidad precio, pudiéndose comprobar que el porcentaje de recargo por bien es inversamente proporcional a su elasticidad según se muestra a continuación:

$$\frac{[p_1 - (C_D^Q + c_{PM})f_1]/p_1}{[p_2 - (C_D^Q + c_{PM})f_2]/p_2} = \frac{\eta_2}{\eta_1} \quad (4.23)$$

$$\frac{[p_2 - (C_D^Q + c_{PM})f_2]/p_2}{[p_3 - (C_D^Q + c_{PE})f_3]/p_3} = \frac{\eta_3}{\eta_2} \quad (4.24)$$

$$\frac{[p_3 - (C_D^Q + c_{PE})f_3]/p_3}{[p_1 - (C_D^Q + c_{PM})f_1]/p_1} = \frac{\eta_1}{\eta_3} \quad (4.25)$$

4.3 Cap Físico

4.3.1 Óptimo Social

Como se vio anteriormente, se pueden desviar los precios y cargos de la asignación por costos hecha al determinar p_D y sus factores de coincidencia efectivos (f_i) a través de la aplicación de factores $\alpha_i \neq 1$. Esta variación es equivalente a cambiar la potencia coincidente facturada a cada tipo de cliente. La firma, no sobre o sub rentará, con respecto a la señal implícita en p_D , en la medida que la potencia coincidente total facturada no difiera de la efectivamente realizada por la firma (Q). Esta restricción la denominaremos *cap físico*.

De esta manera el regulador maximiza el bienestar social, obtenido en la ecuación (4.14),

$$\begin{aligned}
Max_{\{\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3\}} \Pi_S = & V(q_1(p_1), q_2(p_2), q_3(p_3)) \\
& - C_D(f_1q_1(p_1) + f_2q_2(p_2) + f_3q_3(p_3)) \\
& - C_{PM}(f_1q_1(p_1) + f_2q_2(p_2)) - C_{PE}(f_3q_3(p_3))
\end{aligned} \quad (4.26)$$

sujeto a la restricción impuesta por el cap físico:

$$\alpha_1 f_1 q_1 + \alpha_2 f_2 q_2 + \alpha_3 f_3 q_3 = f_1 q_1 + f_2 q_2 + f_3 q_3 = Q \quad (4.27)$$

$$\alpha_i \geq 0 \quad i = 1, 2, 3$$

En el Lagrangeano de la función de optimización, λ representa el precio sombra social de la restricción del cap físico impuesta.

$$\begin{aligned}
L = & V(q_1(p_1), q_2(p_2), q_3(p_3)) \\
& - C_D(f_1q_1(p_1) + f_2q_2(p_2) + f_3q_3(p_3)) \\
& - C_{PM}(f_1q_1(p_1) + f_2q_2(p_2)) - C_{PE}(f_3q_3(p_3)) \\
& + \lambda(\alpha_1 f_1 q_1(p_1) + \alpha_2 f_2 q_2(p_2) + \alpha_3 f_3 q_3(p_3) \\
& - f_1 q_1(p_1) - f_2 q_2(p_2) - f_3 q_3(p_3))
\end{aligned} \quad (4.28)$$

Resolviendo las condiciones de primer orden, en torno a α_1 , α_2 y α_3 , que a su vez definen $p_1(\alpha_1)$, $p_2(\alpha_2)$ y $p_3(\alpha_3)$, según las ecuaciones (4.7) y (4.11), se obtiene:

$$p_1 - (C_D^Q + c_{PM})f_1 = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \left[\frac{p_1}{\eta_1} + (p - C_D^Q - c_{PM})f_1 \right] \quad (4.29)$$

$$p_2 - (C_D^Q + c_{PM})f_2 = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \left[\frac{p_2}{\eta_2} + (p - C_D^Q - c_{PM})f_2 \right] \quad (4.30)$$

$$p_3 - (C_D^Q + c_{PE})f_3 = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \left[\frac{p_3}{\eta_3} + (p_D - C_D^Q)f_3 \right] \quad (4.31)$$

Nuevamente, aplicando en forma inversa la ecuación (4.11) se obtiene el cargo de acceso a óptimo:

$$a = C_D^0 f_3 + \frac{\lambda}{1 + \lambda} \left[\frac{p_3}{\eta_3} + (p_D - C_D^0) f_3 \right] \quad (4.32)$$

Los precios y los cargos de acceso están sobre el costo marginal ya que existen costos fijos que recuperar. La solución obtenida, difiere de la solución típica Ramsey, en la medida que los precios predefinidos p y p_D se aparten de los correspondientes costos marginales de la firma, debido a los términos $(p - C_D^0 - c_{PM})f_1$, $(p - C_D^0 - c_{PM})f_2$ y $(p_D - C_D^0)f_3$.

Las ecuaciones anteriores indican la relación de precios y cargos óptima. Para obtener los precios en términos absolutos basta resolver las ecuaciones (4.29), (4.30), (4.31), (4.32) con la restricción (4.27) y las ecuaciones de demanda.

4.3.2 Óptimo de la Firma

Bajo las mismas condiciones en que se calculó el óptimo social, modelaremos el comportamiento de la firma si se le deja libertad para elegir sus precios. En este caso, la firma maximizará su utilidad (4.9), variando los precios a través de los parámetros α_i , sujeta a la restricción impuesta de que no facture más potencia coincidente que la efectivamente realizada por ella (4.27). De esta manera el problema es:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\{\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3\}} \Pi_1 = & p_1 q_1(p_1) + p_2 q_2(p_2) + a q_3(p_3) \\ & - C_D(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2) + f_3 q_3(p_3)) \\ & - C_{PM}(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2)) \end{aligned} \quad (4.33)$$

sujeto a:

$$\alpha_1 f_1 q_1 + \alpha_2 f_2 q_2 + \alpha_3 f_3 q_3 - f_1 q_1 - f_2 q_2 - f_3 q_3 = 0 \quad (4.34)$$

$$\alpha_i \geq 0 \quad i = 1, 2, 3$$

En este escenario el Lagrangeano de la función de optimización es:

$$\begin{aligned}
L = & p_1 q_1(p_1) + p_2 q_2(p_2) + a q_3(p_3) \\
& - C_D(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2) + f_3 q_3(p_3)) \\
& - C_{PM}(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2)) \\
& + \lambda(\alpha_1 f_1 q_1(p_1) + \alpha_2 f_2 q_2(p_2) + \alpha_3 f_3 q_3(p_3) \\
& - f_1 q_1(p_1) - f_2 q_2(p_2) - f_3 q_3(p_3))
\end{aligned} \tag{4.35}$$

donde λ representa el precio sombra para la firma de la restricción del cap físico.

Resolviendo las condiciones de primer orden, en torno a α_1 , α_2 y α_3 , que a su vez definen $p_1(\alpha_1)$, $p_2(\alpha_2)$ y $p_3(\alpha_3)$, según las ecuaciones (4.7) y (4.11), se obtiene:

$$p_1 - (C_D^O + c_{PM})f_1 = \frac{p_1}{\eta_1} + \frac{\lambda}{1 + \lambda}(p - C_D^O - c_{PM})f_1 \tag{4.36}$$

$$p_2 - (C_D^O + c_{PM})f_2 = \frac{p_2}{\eta_2} + \frac{\lambda}{1 + \lambda}(p - C_D^O - c_{PM})f_2 \tag{4.37}$$

$$p_3 - (C_D^O + c_{PE})f_3 = \frac{p_3}{\eta_3} + \frac{\lambda}{1 + \lambda}(p_D - C_D^O)f_3 \tag{4.38}$$

Nuevamente, aplicando en forma inversa la ecuación (4.11) se obtiene el cargo de acceso a óptimo:

$$a = C_D^O f_3 + \frac{p_3}{\eta_3} + \frac{\lambda}{1 + \lambda}(p_D - C_D^O)f_3 \tag{4.39}$$

Para obtener los precios en términos absolutos, basta resolver las ecuaciones anteriores con la restricción (4.27) y las ecuaciones de demanda.

La solución obtenida si bien no es idéntica a la obtenida socialmente, tiene una estructura muy similar.

4.4 Price Cap

4.4.1 Óptimo Social

El regulador en la determinación de las tarifas desea incentivar la eficiencia en los costos de la firma y maximizar el bienestar social. Para ello, maximiza el bienestar social (4.14), combinándolo con las cualidades del price cap, restringiendo de esta manera los precios de la firma. Laffont y Tirole (1996) propusieron este mecanismo, demostrando que si los pesos de la canasta de precios están en proporción con las cantidades efectivamente realizadas, entonces se inducen precios Ramsey.

El price cap puede expresarse de forma similar a la estructura establecida para el cap físico (4.27) multiplicando cada término por el precio predefinido p_D y balanceándolo con la valorización de la distribución de potencia coincidente. A diferencia del cap físico, en este caso, las cantidades q_i , están predeterminadas, denotándolas como \bar{q}_i .

$$\alpha_1 p_D f_1 \bar{q}_1 + \alpha_2 p_D f_2 \bar{q}_2 + \alpha_3 p_D f_3 \bar{q}_3 = \bar{Q} p_D \quad (4.40)$$

Es posible expresar esta misma restricción en términos de los precios finales, sumando a ambos lados de la ecuación los términos constantes (independientes de α_i) $p_P f_1 \bar{q}_1$ y $p_P f_2 \bar{q}_2$, que sumados corresponden a la valorización de la potencia coincidente comprada, $\bar{Q}_M p_P$:

$$\begin{aligned} \alpha_1 p_D f_1 \bar{q}_1 + p_P f_1 \bar{q}_1 + \alpha_2 p_D f_2 \bar{q}_2 + p_P f_2 \bar{q}_2 + \alpha_3 p_D f_3 \bar{q}_3 \\ = \bar{Q} p_D + p_P f_1 \bar{q}_1 + p_P f_2 \bar{q}_2 \\ p_1 \bar{q}_1 + p_2 \bar{q}_2 + \alpha_3 \bar{q}_3 = \bar{Q} p_D + \bar{Q}_M p_P = \bar{P} C \end{aligned} \quad (4.41)$$

El planificador social debe resolver:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\{\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3\}} \Pi_S = V(q_1(p_1), q_2(p_2), q_3(p_3)) \\ - C_D(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2) + f_3 q_3(p_3)) \\ - C_{PM}(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2)) - C_{PE}(f_3 q_3(p_3)) \end{aligned} \quad (4.42)$$

sujeto a:

$$p_1 \bar{q}_1(p_1) + p_2 \bar{q}_2(p_2) + a \bar{q}_3(p_3) = \overline{PC} \quad (4.43)$$

$$\alpha_i \geq 0 \quad i = 1, 2, 3$$

donde la ecuación anterior corresponde a la expresión típica del price cap, obtenida al reemplazar las ecuaciones (4.7) y (4.11) en la formulación obtenida previamente para el price cap (4.40).

El Lagrangeano de optimización es:

$$\begin{aligned} L = & V(q_1(p_1), q_2(p_2), q_3(p_3)) \\ & - C_D(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2) + f_3 q_3(p_3)) \\ & - C_{PM}(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2)) - C_{PE}(f_3 q_3(p_3)) \\ & + \lambda(p_1 \bar{q}_1(p_1) + p_2 \bar{q}_2(p_2) + a \bar{q}_3(p_3) - \overline{PC}) \end{aligned} \quad (4.44)$$

donde λ es el precio sombra de la restricción del price cap.

Resolviendo las condiciones de primer orden, en torno a α_1 , α_2 y α_3 , que a su vez definen $p_1(\alpha_1)$, $p_2(\alpha_2)$ y $p_3(\alpha_3)$, según las ecuaciones (4.7) y (4.11), y si se cumple que los pesos del price cap son semejantes a las cantidades óptimas realizadas, $\bar{q}_1 \approx q_1^*$, $\bar{q}_2 \approx q_2^*$ y $\bar{q}_3 \approx q_3^*$, se obtiene:

$$p_1 - (C_D^Q + c_{PM})f_1 = \lambda \frac{p_1}{\eta_1} \quad (4.45)$$

$$p_2 - (C_D^Q + c_{PM})f_2 = \lambda \frac{p_2}{\eta_2} \quad (4.46)$$

$$p_3 - (C_D^Q + c_{PE})f_3 = \lambda \frac{p_3}{\eta_3} \quad (4.47)$$

Nuevamente, aplicando en forma inversa la ecuación (4.11) se obtiene el cargo de acceso a óptimo:

$$a = C_D^0 f_3 + \lambda \frac{p_3}{\eta_3} \quad (4.48)$$

Para obtener los precios en términos absolutos, basta resolver las ecuaciones anteriores con la restricción (4.43) y las ecuaciones de demanda.

Las soluciones obtenidas corresponden a precios Ramsey, cumpliéndose la relación inversa de márgenes y elasticidades establecida en las ecuaciones (4.23), (4.24) y (4.25).

4.4.2 Óptimo de la Firma

Bajo las mismas condiciones en que se calculó el óptimo social, modelaremos el comportamiento de la firma si se le deja libertad para elegir sus precios. En este caso, la firma maximizará su utilidad (4.9), variando los precios a través de los parámetros α_i , sujeta a la restricción de que la canasta de precios ponderada no supere el price cap establecido (4.43). De esta manera el problema es:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\{\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3\}} \Pi_1 = & p_1 q_1(p_1) + p_2 q_2(p_2) + a q_3(p_3) \\ & - C_D(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2) + f_3 q_3(p_3)) \\ & - C_{PM}(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2)) \end{aligned} \quad (4.49)$$

sujeito a:

$$p_1 \bar{q}_1(p_1) + p_2 \bar{q}_2(p_2) + a \bar{q}_3(p_3) = \overline{PC} \quad (4.50)$$

$$\alpha_i \geq 0 \quad i = 1, 2, 3$$

En este escenario el Lagrangeano de la función de optimización es:

$$\begin{aligned} L = & p_1 q_1(p_1) + p_2 q_2(p_2) + a q_3(p_3) \\ & - C_D(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2) + f_3 q_3(p_3)) \\ & - C_{PM}(f_1 q_1(p_1) + f_2 q_2(p_2)) \\ & + \lambda(p_1 \bar{q}_1(p_1) + p_2 \bar{q}_2(p_2) + a \bar{q}_3(p_3) - \overline{PC}) \end{aligned} \quad (4.51)$$

donde λ representa el precio sombra para la firma de la restricción del price cap.

Resolviendo las condiciones de primer orden, en torno a α_1 , α_2 y α_3 , que a su vez definen $p_1(\alpha_1)$, $p_2(\alpha_2)$ y $p_3(\alpha_3)$, según las ecuaciones (4.7) y (4.11), se obtiene:

$$p_1 - (C_D^Q + c_{PM})f_1 = (1 + \lambda) \frac{p_1}{\eta_1} \quad (4.52)$$

$$p_2 - (C_D^Q + c_{PM})f_2 = (1 + \lambda) \frac{p_2}{\eta_2} \quad (4.53)$$

$$p_3 - (C_D^Q + c_{PE})f_3 = (1 + \lambda) \frac{p_3}{\eta_3} \quad (4.54)$$

Nuevamente, aplicando en forma inversa la ecuación (4.11) se obtiene el cargo de acceso a óptimo:

$$a = C_D^Q f_3 + (1 + \lambda) \frac{p_3}{\eta_3} \quad (4.55)$$

Las soluciones obtenidas, al igual que en el caso del óptimo social, corresponden a precios Ramsey, cumpliéndose la relación inversa de márgenes y elasticidades establecida en las ecuaciones (4.23), (4.24) y (4.25).

Para obtener los precios en términos absolutos, basta resolver las ecuaciones anteriores con la restricción (4.43) y las ecuaciones de demanda. De esta manera, los resultados obtenidos en el caso del óptimo social y el óptimo de la firma son iguales.

4.5 Cargo de Acceso No Discriminatorio

Requisitos necesarios para el desarrollo de un mercado competitivo es la información y la inexistencia de barreras de entrada. Es por esto que los reguladores son aprensivos en permitir a los concesionarios la discriminación de precios que facultan las tarifas por uso, por temor a que sean utilizadas como herramienta para prácticas anticompetitivas.

El primer problema es la transparencia en la fijación de los cargos de acceso, ya que al existir discriminación de precios, no existe un precio establecido para los potenciales entrantes. La segunda preocupación es que bajo un esquema de discrecionalidad de precios, la firma la utilice para eliminar a los competidores subiendo los cargos de acceso, reduciendo los precios finales competitivos, para satisfacer el cap físico.

Siguiendo el análisis hecho por Vickers (1997) a la discrecionalidad de precios, esta política de precios predatoria es factible, por cuanto en la modelación anterior es estática, suponiendo implícitamente que la firma siempre maximiza sus utilidades. Esta condición no es válida en presencia de comportamientos predatorios, ya que un requisito necesario, es el sacrificio (temporal) de la utilidad de corto plazo. Este sacrificio es menor cuando la firma, bajo price caps, tiene la posibilidad de aumentar los precios en otro producto. Eliminar la competencia, como señalan Laffont y Tirole (1996), tiene otro beneficio adicional, que es evitar la reducción de la renta del monopolista en el segmento competitivo, además de eliminar el rol yardstick que representa el competidor, y así gozar de mayores rentas futuras.

Una manera de enmarcar la discrecionalidad es impidiendo los subsidios cruzados y los precios predatorios, por ejemplo a través de precios piso y techo. Baumol y Willig, entre otros, han sugerido el uso combinado de costos incrementales como piso y el *stand alone cost* como techo. O en el caso particular de prácticas anticompetitivas en los cargos de acceso, tales como subir a , y bajar p , se puede agregar una restricción de la forma $p - a \geq c$, similar a la regla de margen ECPR.

Estas soluciones, lo que logran es reducir el poder predatorio de la discrecionalidad de precios, pero sin eliminarlo. Además, se requiere de mayores niveles de información para determinar los costos marginales, costos incrementales o el stand alone cost.

Para determinar un cargo de acceso no discriminatorio, en la modelación anterior, basta con fijar el parámetro correspondiente $\alpha_3 = 1$. En este caso, la relación de precios p_1 y p_2 del óptimo social y del óptimo de la firma no cambian, p_3 sigue estando definido por la ecuación (4.11), mientras que el cargo de acceso a queda definido como:

$$a = p_D f_3 \quad (4.56)$$

Todos los precios absolutos cambian al readecuarse la restricción del cap físico y las ecuaciones de demanda.

Esta formulación del cargo de acceso, es consistente con la regla *ECPR*, aplicada sobre los precios predefinidos y los factores de coincidencia efectivos. En esta situación, el precio final del bien 3 sería $p f_3$, y el costo marginal en el segmento competitivo $p p f_3$. De esta manera:

$$a = p f_3 - p p f_3 \quad (4.57)$$

reemplazando p por la ecuación (4.8), se obtiene el equivalente a la ecuación (4.56):

$$a = (p_D - p_P) f_3 - p_P f_3 \quad (4.58)$$

En todos los casos analizados anteriormente, los valores de p_1 y p_2 cambian, pero no así la relación entre ellos, ya determinada en cada caso.

4.6 Calibración del Modelo

El modelo se calibró usando como ejemplo una empresa distribuidora de Chile y datos implícitos en el decreto tarifario vigente⁶¹. El modelo fue calibrado considerando tres datos claves: una estimación de la estructura de costos correspondientes, un punto de la curva de demanda de potencia y una estimación de la elasticidad precio de la demanda respectiva.

4.6.1 Funciones de Demanda

Sea la función de demanda de la forma:

$$q_i(p_i) = a_i - b_i p_i \quad i = 1, 2, 3 \quad (4.59)$$

⁶¹ Decreto N°300 de 1997 del Ministerio de Economía

La empresa distribuidora informó que durante el año 1999 se facturaron 2.500 GWh en tarifa BT-1, típicamente residencial, que considerando 420 horas de uso, implican 862 MW de potencia (no coincidente), a un precio promedio de \$ 5.935 por kW-mes. Durante ese mismo periodo, se facturaron 100 MW de potencia (no coincidente) en tarifa BT-3 PPP, a un precio promedio de \$ 5.159 por kW-mes.

No existen datos representativos de demanda de acceso, por lo que se asimilará la tarifa BT-3 PP como si fuera suplida por un tercero. Durante 1999, se facturaron 300 MW de potencia (no coincidente), a un precio promedio de \$ 7.737 por kW-mes.

Las elasticidades de los tres bienes se obtuvieron a través de regresiones econométricas. El modelo utilizado fue:

$$q_{i,j,T} = bp_{i,j,T} + \beta I_{j,T} + \sum_{m=1}^{12} \gamma_m e_m + \sum_{n=1}^5 \delta_n r_n + E_{i,j,T} \quad (4.60)$$

en que:

$q_{i,j,T}$: cantidad de unidades del bien i en el mes j en el año T

$p_{i,j,T}$: precio por unidad del bien i en el mes j en el año T

$I_{j,T}$: índice mensual de actividad económica IMACEC, del mes j en el año T

e_m : variable de estacionalidad, $e_m = 1$ si $m = j$, $e_m = 0$ si $m \neq j$

r_n : variable de racionamiento eléctrico, $r_n = 1$ en los meses que hubo racionamiento, y $r_n = 0$ para el resto de los meses.

$E_{i,j,T}$: error de la regresión para el bien i en el mes j en el año T

b , β , γ_m , δ_n : son los coeficientes de regresión de las variables anteriormente indicadas.

Dada la inexistencia de información histórica de facturación de potencia, se asumirá la misma elasticidad precio para la energía que para la potencia. Esta

suposición tiene su mayor grado de validez para el caso de las tarifas BT-1, en que se mide y se factura sólo un cargo energía monómico, es decir, que ya incluye el costo de la potencia. Para el caso de las tarifas binomias, BT-3 PPP y BT-3 PP, el precio monómico es sólo una aproximación. Es razonable suponer que la elasticidad que de esta manera se obtiene, es una cota inferior, que la sola elasticidad precio de la potencia, ya que para variar la demanda de potencia, basta sólo desplazar los consumos en el tiempo, mejorando el factor de carga, no así en el caso de la energía, que es independiente del momento en que se consume, debiéndose producir un cambio en la energía demandada en términos absolutos, para variar la cantidad demandada.

Para el bien q_1 , se utilizó la información histórica de facturación física de energía residencial, informada por la empresa distribuidora. De la misma manera, para el caso de los bienes q_2 y q_3 , se utilizó la energía comercial correspondiente a PPP y PP, respectivamente.

Se utilizaron las tarifas finales, actualizadas por IPC. En el caso de las tarifas BT-3 PPP y BT-3 PP, se usó un factor de carga de 0,65 para determinar las tarifas monómicas.

Al calcular la regresión, se restringieron los coeficientes δ_n , correspondientes al conjunto de variables binarias de racionamiento, solamente a valores negativos, ya que esta componente pretende representar el efecto del racionamiento eléctrico sufrido en el mes de noviembre de 1998 y en el periodo marzo a junio de 1999.

Se utilizó para cada tarifa una serie histórica de cantidades, precios, e IMACEC⁶², desde enero de 1992 a diciembre de 1999.

El hecho de poder identificar los meses precisos en que existió racionamiento, junto con la mayor apertura y cantidad de datos, fueron las razones

⁶² IMACEC: Índice Mensual de Actividad Económica, calculado por el Banco Central de Chile.

para elegir una regresión mensual, en vez de una anual. Suponemos los resultados mensuales, extrapolables a parámetros anuales.

De esta manera los resultados de la regresión anteriormente elegida fueron:

Tabla 4.1: Resultados Regresión de Demanda

Variable		Coeficiente			
Cantidad			q_1	q_2	q_3
			Precio	p	B
IMACEC	I	β	820	270	181
Estacionalidad 1	e_1	λ_1	17.297	37.823	24.698
Estacionalidad 2	e_2	λ_2	6.636	35.390	23.092
Estacionalidad 3	e_3	λ_3	8.755	35.562	23.179
Estacionalidad 4	e_4	λ_4	24.786	35.880	23.390
Estacionalidad 5	e_5	λ_5	35.205	36.285	23.669
Estacionalidad 6	e_6	λ_6	43.409	36.241	23.647
Estacionalidad 7	e_7	λ_7	61.185	42.321	27.708
Estacionalidad 8	e_8	λ_8	54.451	42.460	27.802
Estacionalidad 9	e_9	λ_9	45.629	39.893	26.099
Estacionalidad 10	e_{10}	λ_{10}	32.251	36.518	23.834
Estacionalidad 11	e_{11}	λ_{11}	22.783	37.509	24.505
Estacionalidad 12	e_{12}	λ_{12}	26.364	40.464	26.473
Racionamiento 1	r_1	δ_1	-4.322	0	0
Racionamiento 2	r_2	δ_2	0	0	0
Racionamiento 3	r_3	δ_3	-5.160	-163	0
Racionamiento 4	r_4	δ_4	-1.949	-519	-357
Racionamiento 5	r_5	δ_5	-2.480	-3.208	-2.219
Error Medio	EM		5	2	1
Correlación	R^2		0,979	0,977	0,977

Tabla 4.2: Test de Coeficientes

Coef.	Valor test t-student			Valor Probabilidad		
	q_1	q_2	q_3	q_1	q_2	q_3
b	-3,1371	-7,2923	-7,2923	0,0024	0,0000	0,0000
β	14,9177	11,4995	11,4995	0,0000	0,0000	0,0000
λ_1	0,5697	4,0687	4,0687	0,5705	0,0001	0,0001
λ_2	0,1059	3,9152	3,9152	0,9160	0,0002	0,0002
λ_3	0,1835	3,7449	3,7449	0,8549	0,0003	0,0003
λ_4	0,9053	3,9103	3,9103	0,3681	0,0002	0,0002
λ_5	1,3562	3,8886	3,8886	0,1790	0,0002	0,0002
λ_6	1,7357	3,9203	3,9203	0,0866	0,0002	0,0002
λ_7	2,5655	4,6440	4,6440	0,0122	0,0000	0,0000
λ_8	2,2684	4,6726	4,6726	0,0261	0,0000	0,0000
λ_9	1,9024	4,4624	4,4624	0,0608	0,0000	0,0000
λ_{10}	1,2492	3,9761	3,9761	0,2153	0,0002	0,0002
λ_{11}	0,8372	4,1674	4,1674	0,4051	0,0001	0,0001
λ_{12}	1,0029	4,4803	4,4803	0,3190	0,0000	0,0000
δ_1	-0,5091	-	-	0,6121	-	-
δ_2	-	-	-	-	-	-
δ_3	-0,5937	-	-	0,5544	-	-
δ_4	-0,1776	-0,1517	-0,1517	0,8595	0,8798	0,8798
δ_5	-0,2622	-0,9588	-0,9588	0,7939	0,3406	0,3406

Tabla 4.3: Test de Regresión

Cantidad	q_1	q_2	q_3
Valor test de Fisher	2.406	2.406	2.406
Número de variables	16	16	16
Grados de libertad	80	80	80
Probabilidad test Fisher	0,000	0,000	0,000
Error estándar residual	2.024	3.035	2.024

Se eligieron variables de estacionalidad fijas en el tiempo, ya que se observó que la diferencia entre el consumo en los meses de invierno y en los de verano no cambia significativamente durante el periodo de análisis.

Con respecto a la representatividad de los modelos elegidos, se puede señalar que el modelo de regresión obtenido representa en forma razonable la evolución de las cantidades demandadas, entregando factores de correlación de cercanos a 0,98. Las tres regresiones satisfacen el test de Fisher, con probabilidad cero de que todos los coeficientes definidos sean nulos.

El test t-student sirve para determinar la probabilidad de que el coeficiente definido sea nulo, y por lo tanto no explicativo en la regresión. El coeficiente es significativo con un 95% de confianza, si la probabilidad determinada es menor a 0,05.

En particular, para los coeficientes de los precios, foco de interés para determinar las elasticidades buscadas, satisfacen el test t en las regresiones de los tres bienes, con un nivel de confianza mayor al 95%.

Asimismo, también satisfacen el test t los coeficientes del IMACEC para los tres bienes y los coeficientes de estacionalidad para los bienes 2 y 3. En el caso de los coeficientes de estacionalidad del bien 1, no todos cumplen el 95% de confianza, por lo que algunos pueden ser redundantes. A pesar de esta condición, se mantuvieron los doce coeficientes, para mantener la integridad del conjunto y la homogeneidad de los modelos.

Con respecto a los coeficientes de racionamiento, ninguno demostró ser explicativo de la serie. Esto se funda en el hecho de que cada uno de estos coeficientes afecta a sólo un valor de la regresión, para el mes específico donde la variable es distinta de cero, por lo que difícilmente su coeficiente puede ser explicativo de toda la serie. Sin embargo, a pesar de esta condición, se mantuvieron estas variables, ya que su presencia no degrada el valor de los otros coeficientes, en particular los de los precios, de nuestro interés. Por el contrario, evita que sean alterados por efecto ajeno a la función de demanda, como fue el racionamiento eléctrico, y que de otra manera sólo podría haber sido solucionado eliminando estos puntos de la serie, perdiéndose la información relativa a este acontecimiento.

Se probaron también otros modelos, combinando también variables de tendencia y de temperatura. Se comprobó que el IMACEC es capaz de captar el crecimiento del consumo específico, así como el aumento de la cantidad de consumidores, por lo que la variable de tendencia resulta redundante.

La variable de temperatura, muy relacionada con la luminosidad, se probó en sustitución de las variables de estacionalidad. En el caso de los bienes 2 y 3, se comprobó a través de los test t, que no eran variables explicativas. En el caso del bien 1, donde los coeficientes de estacionalidad no eran suficientemente explicativos, la variable temperatura demostró mayor grado de significancia, sin embargo, la representatividad del coeficiente del precio disminuía por debajo del 95% de confianza, deteriorándose el coeficiente de interés.⁶³

En la figura siguiente se grafican las series históricas de consumos de q_1 , q_2 y q_3 , y la curva de regresión que se ajustó para cada una de ellas.

⁶³ En el Anexo C se muestran modelos de regresión más compactos, utilizando temperatura en el caso del bien 1.

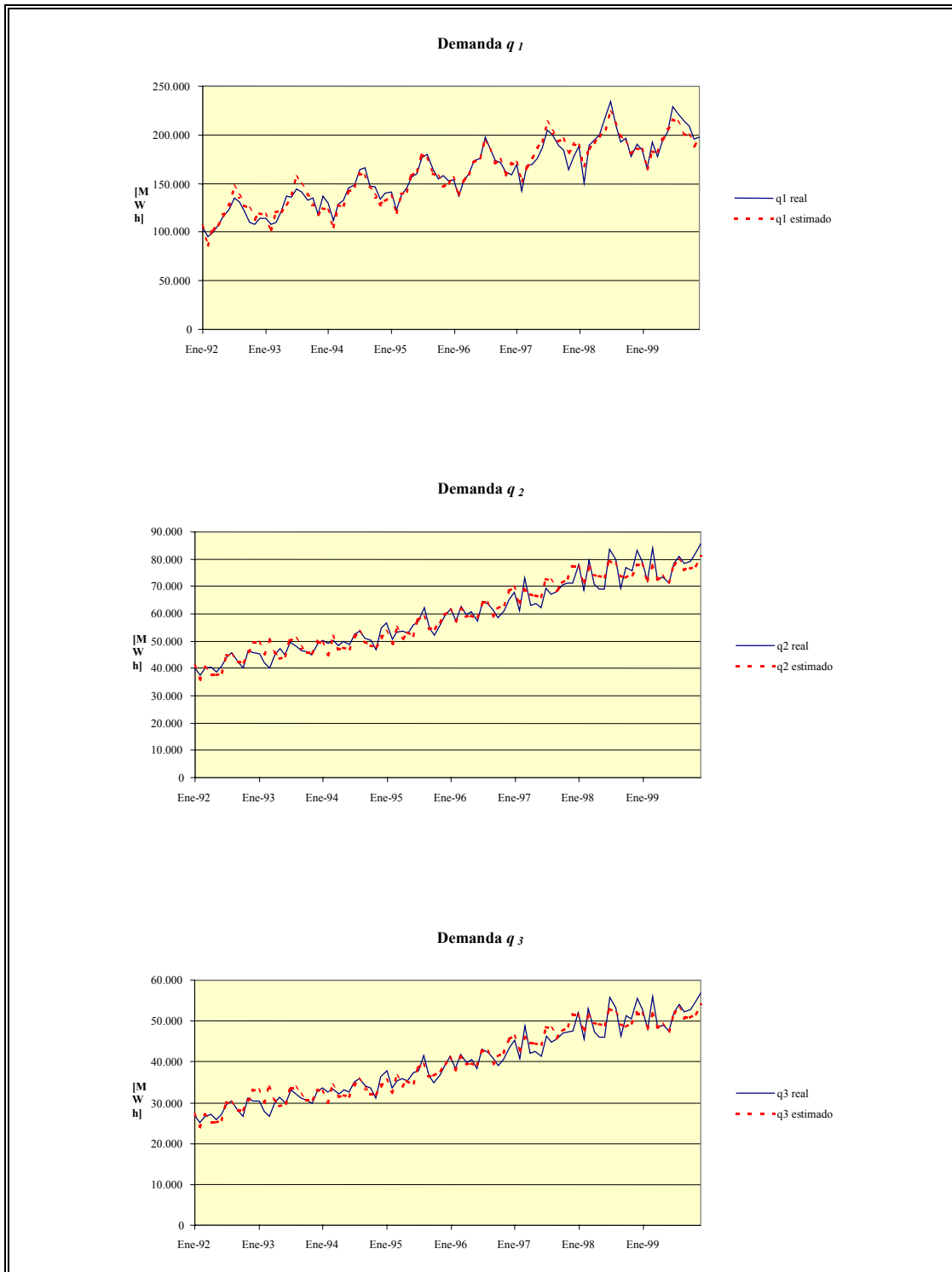


Figura 4.2: Regresiones de Demanda

Algunos coeficientes correspondientes a las variables de racionamiento resultaron nulas. Esto indica que el efecto del racionamiento en esos meses para esos tipos de consumo no fue significativo. En efecto, para los dos primeros periodos de racionamiento, en los meses de noviembre de 1998 y marzo de 1999, el efecto del racionamiento fue menor, ya que sólo se tomaron medidas de racionamiento durante la última quincena en noviembre y sólo los últimos días de marzo.

Las diferencias observadas entre un tipo de tarifa y otra, tienen relación con la forma en que se efectuó el racionamiento, ya sea por cortes programados, disminución de voltaje, o convenios con grandes clientes. La manera en que se realizó el racionamiento y la capacidad que tuvo cada tipo de cliente de desplazar sus consumos a lo largo del día, son las que determinaron el efecto en su consumo final.

Es muy interesante analizar los efectos del racionamiento eléctrico en el consumo, sin embargo, no es éste el propósito del presente estudio.

A pesar de que algunos coeficientes de las variables de racionamiento resultaron nulos o no significantes, se mantuvieron como conjunto en el modelo de regresión para utilizar un marco común para la regresión de los tres tipos de tarifa.

Las elasticidades obtenidas fueron $\eta_1 = 0,147$, $\eta_2 = 0,295$ y $\eta_3 = 0,291$. Éstas se evaluaron a través del coeficiente correspondiente al precio, la cantidad y el precio final correspondientes al último mes del periodo, diciembre de 1999.

$$\eta_{i,j,T} = -\frac{\partial q_i}{\partial p_i} \frac{p_{i,j,T}}{q_{i,j,T}} = -b_i \frac{p_{i,j,T}}{q_{i,j,T}} \quad (4.61)$$

Las elasticidades obtenidas, se encuentran dentro del rango de elasticidades precio de corto y largo plazo, 0,143 y 0,359 respectivamente, obtenidas por Coeymans y Morel (1992) para la demanda agregada de energía eléctrica de los sectores comercial, público y residencial en Chile. Si bien las elasticidades calculadas son de largo plazo, se puede colegir que el consumidor residencial (típicamente bien 1) tiene un comportamiento más cortoplacista en comparación con uno comercial, por ejemplo (bienes 2 y 3).

4.6.2 Función de Beneficio del Consumidor

El precio de equilibrio de un bien, se produce cuando éste iguala al beneficio marginal que le reporta al consumidor, ya que él resuelve:

$$\text{Max}_{\{q_1, q_2, q_3\}} V(q_1, q_2, q_3) - p_1 q_1 - p_2 q_2 - p_3 q_3 \quad (4.62)$$

La condición de primer orden para este problema es:

$$\frac{\partial V(q_1, q_2, q_3)}{\partial q_i} = p_i \quad i = 1, 2, 3 \quad (4.63)$$

Esta ecuación es otra expresión de la función de demanda del bien i , y por lo tanto debe ser consistente con la función de demanda (4.59) anteriormente determinada. Así, la función de beneficio del consumidor es igual a la suma de las funciones de demandas inversas integradas de cada bien.

$$V(q_1, q_2, q_3) = \int_0^{q_1} p_1(q_1) dq_1 + \int_0^{q_2} p_2(q_2) dq_2 + \int_0^{q_3} p_3(q_3) dq_3 \quad (4.64)$$

reemplazando las funciones de demanda (4.59) invertidas e integrando, se obtiene:

$$V(q_1, q_2, q_3) = \sum_{i=1}^3 \left(\frac{a_i}{b_i} q_i(p_i) - \frac{1}{b_i} q_i^2(p_i) \right) \quad (4.65)$$

4.6.3 Funciones de Costos

La función de costos de distribución se modeló en forma lineal con costos fijos que recuperar.

$$C_d(Q) = F + c_d Q \quad (4.66)$$

Esta metodología fue utilizada por la Comisión Nacional de Energía en la fijación tarifaria de 1996 para determinar los factores de economía de escala. El Valor Agregado de Distribución calculado en los estudios tarifarios, determina, entre otros, el costo medio por unidad de potencia suministrada, coincidente con el sistema de distribución. Sin embargo, en presencia de economías de escala, el hecho de mantener un precio fijo, se traduce en una rentabilidad supranormal en la medida que

aumenta el volumen de producción. Por esta razón, es necesario aplicar un factor de reducción de precios en la medida que la producción de la firma crece.

En la fijación tarifaria de 1996, la CNE determinó para el nivel de baja tensión del área 1 aérea los siguientes factores de economías de escala:

Tabla 4.4: Factores de Economías de Escala

Fecha	Factor
1° enero 1997	0,9881
1° enero 1998	0,9763
1° enero 1999	0,9647
1° enero 2000	0,9532

Estos factores, al inicio de cada periodo, multiplican los precios de potencia originalmente determinados. Reproduciendo la formulación hecha por la CNE, el precio por unidad de potencia para el periodo inicial, 1996, se puede escribir a partir de la función de costos (4.66) como:

$$\frac{C_D(Q_0)}{Q_0} = \frac{F}{Q_0} + c_D \quad (4.67)$$

en que $C_D(Q_0)$ es el costo total de distribución en el año inicial, de producir una cantidad Q_0 , F en la modelación de la función de costos, es la componente fija en el costo de distribución, mientras que c_D es la componente variable.

Análogamente, se puede definir el costo por unidad de potencia para el periodo siguiente, escribiendo la cantidad Q_1 de dicho periodo, como función de la cantidad del periodo inicial, Q_0 , y un crecimiento g_1 :

$$\frac{C_D(Q_0(1+g_1))}{Q_0(1+g_1)} = \frac{F}{Q_0(1+g_1)} + c_D \quad (4.68)$$

El factor de economía de escala del periodo 1 se obtiene como la razón entre el costo medio de este periodo y el costo medio del periodo 0.

En principio, sólo es de interés obtener la proporción de la componente fija y variable de la función de costo por lo que simplificaremos el problema normalizando las variables.

Sea f el costo fijo definido unitariamente como:

$$f = \frac{F}{Q_0} \quad (4.69)$$

De este modo, el factor de economía de escala para el periodo 1, FEE_1 , está dado por:

$$FEE_1 = \frac{\frac{C_D(Q_0(1+g_1))}{Q_0(1+g_1)}}{\frac{C_D(Q_0)}{Q_0}} = \frac{\frac{f}{1+g_1} + c_D}{f + c_D} \quad (4.70)$$

Para completar la normalización, definamos ξ como la proporción de costo fijo en la función de costos en el periodo 0.

$$\xi = \frac{f}{f + c_D} \quad (4.71)$$

Con esta normalización, la ecuación del factor de economía de escala para el periodo 1 se puede reescribir como:

$$FEE_1 = \frac{\xi}{1+g_1} + (1-\xi) \quad (4.72)$$

Asimismo, se pueden determinar las ecuaciones de los factores de economías de escala para el resto de los periodos, siempre con respecto al periodo inicial:

$$FEE_2 = \frac{\xi}{1+g_2} + (1-\xi)$$

$$FEE_3 = \frac{\xi}{1+g_3} + (1-\xi) \quad (4.73)$$

$$FEE_4 = \frac{\xi}{1+g_4} + (1-\xi)$$

Las variables a despejar son g_1 , g_2 , g_3 , g_4 y ξ . Los FEE_i son conocidos y originan cuatro ecuaciones, por lo que hace falta una quinta para encontrar un set de soluciones. Se intentó con crecimiento idénticos, lo cual si bien resultó factible, no resultó razonable. Se intentó con los últimos dos años iguales, pero tampoco se obtuvo un resultado razonable. Finalmente, se utilizó como restricción que la tasa promedio de crecimiento fuera la misma que la estimada por la CNE para el Sistema Interconectado Central, un 7,5%.

Se resolvieron las ecuaciones, determinándose los crecimientos y la componente fija de la función de costo, $\xi = 18\%$. Actualizando esta última cifra, a través de los crecimientos, a la estructura de costos del año 1999, se obtuvo $\xi_{1999} = 15\%$.

Finalmente, aplicando la tarifa vigente a diciembre de 1999, se obtuvieron los parámetros de la función de costos, $F = 500$ [MM\$/mes] y $c_D = 4.803,5$ [\$/kW-mes].

Se consideró como costo de compra de potencia, el precio de nudo regulado de potencia equivalente coincidente en Santiago. Para determinar este precio, se utilizaron los precios de nudo de potencia de Alto Jahuel y Cerro Navia, fijados por el decreto de precios de nudo de octubre de 1999, ponderados por 0,661 y 0,339, respectivamente, y aplicando los correspondientes recargos de subtransmisión según establece ese mismo decreto. De esta manera $c_{PM} = 2.753,64$ [\$/kW-mes], precio de nudo a diciembre de 1999.

Es materia de otro estudio estimar cual sería el impacto en los precios de generación que produciría la competencia en dicho segmento, y como se compararían con los precios regulados. Hoy en Chile sólo se tienen dos aproximaciones a lo que podría ser un precio competitivo: una es el precio a que

contratan los clientes libres y la otra es el precio a que transan los generadores entre sí, el costo marginal.⁶⁴

Actualmente el precio promedio de los clientes libres es mayor que el precio regulado, tanto así que desde la fijación de precios de nudo de noviembre de 1997 hasta la de noviembre de 1999, han debido ajustarse los precios regulados de manera que estos no difieran en más de un 10% con respecto al promedio de los precios de los clientes libres, debiendo la CNE subir los precios calculados teóricamente hasta alcanzar el límite de la banda. Esta paradoja en los precios puede explicarse por la fuerte baja de los precios teóricos que se produjo durante 1997, cuando gracias a la llegada del gas natural fue posible utilizar una nueva tecnología en centrales térmicas, las centrales de ciclo combinado, con un costo de producción muy inferior a las centrales térmicas convencionales. Desde que esta tecnología se hizo factible en Chile, la CNE reformuló todo el plan de obras futuro con centrales de este tipo, reduciendo drásticamente el costo presente de la energía generada, al cubrirse la demanda con una oferta a un precio marginal mucho menor. Más aún, el hecho de que no se considere el costo de transporte como parte del costo marginal, ya que se trata de contratos de bloques fijos, hace que el impacto de la introducción del gas natural sea mucho mayor.

Es así como los precios regulados de generación han bajado más que los precios libres, ya sea por el largo plazo de los contratos de los clientes, que les ha impedido adaptarse a las nuevas condiciones, o bien, por un problema en la regulación del precio de nudo.

Por otro lado, el precio al que transan los generadores entre sí, tampoco es un precio de mercado, si no un costo marginal calculado por el CDEC, y que corresponde sólo a la componente de energía.

A partir de los costos marginales, actualizados por IPC, se simuló un precio de nudo ex-post, de la misma manera en que la CNE determina los precios de

⁶⁴ Ver Capítulo II.

nudo, con la sola diferencia que la Comisión debe hacer un pronóstico de los costos marginales para los 16 trimestres futuros, en el caso del Sistema Interconectado Central.

El precio de nudo en el trimestre 0 (PNE_0) se calcula como el valor actualizado, a una tasa (t) del 10%, de los costos marginales (CMg) por las cantidades (Q) de los próximos 16 trimestres, dividido por el “valor actualizado de las cantidades” de los próximos 16 trimestres.

$$PNE_0 = \frac{\sum_{i=1}^{16} \frac{CMg_i Q_i}{(1+t)^i}}{\sum_{i=1}^{16} \frac{Q_i}{(1+t)^i}} \quad (4.74)$$

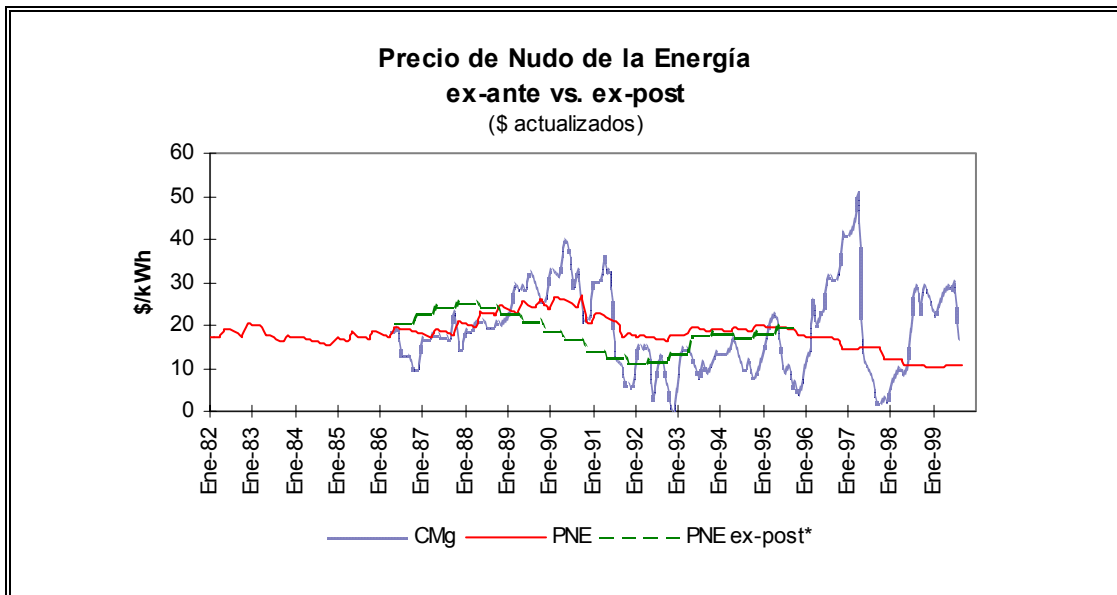


Figura 4.3: Evolución del Precio de Nudo del SIC

En el periodo de prácticamente de diez años donde se puede hacer el ejercicio de comparar los precios ex-ante y ex-post, se observa que estos últimos han estado en promedio un 10% por debajo de los precios regulados ex-ante. Sin

embargo, es difícil extrapolar esta diferencia, ya que a partir de 1995 se produce un quiebre de tendencia en los precios de nudo regulados, los que comienzan a bajar, reduciéndose a la mitad en cinco años, mientras que el precio ex-post sufre otro quiebre de tendencia en sentido contrario a partir de 1992. Extrapolar estas tendencias también es difícil, ya que están afectadas por dos circunstancias especiales, por un lado, como ya se explicó, el precio de nudo regulado está experimentando un ajuste a la baja debido a la incorporación de la nueva tecnología del ciclo combinado de gas natural, por el otro lado, el precio ex-post se vio fuertemente afectado por las severas sequías, de las mayores del siglo, sufridas durante 1996 y 1998-1999, lo que hizo subir varias veces el costo marginal, y consecuentemente el precio ex-post.

Para la calibración del modelo se simuló un precio de compra de potencia competitivo como el precio de nudo vigente a diciembre de 1999, menos un porcentaje. Se utilizó como referente la diferencia del 10% observada entre los precios de nudo de energía regulados ex-ante y los calculados ex-post a partir de los costos marginales efectivamente ocurridos. Este tipo de rebaja, es razonable si se compara con la ocurrida en otros países, como Colombia, donde se ha liberalizado el mercado de generación.

De esta manera $c_{PE} = 2.478,28$ [\$/kW-mes]

4.6.4 Otros Parámetros

El valor de p_P , al igual que c_{PM} , se consideró igual al precio de nudo regulado de potencia, 2.753,64 [\$/kW-mes], vigente a diciembre de 1999. Para el precio predefinido p_D se consideró el valor del CDBT (costo de distribución en baja tensión) que resulta de la aplicación del decreto tarifario vigente. Dado que se han asumido muchas simplificaciones en la modelación y calibración de las funciones de costos e ingresos, como por ejemplo, en los ingresos se excluyen los impuestos por IVA, mientras que por el lado de los costos se ignoran las pérdidas eléctricas. Esta serie de simplificaciones, que mueven el punto de equilibrio entre la oferta y demanda, más la natural desviación que pueda existir entre el valor regulado del CDBT y el costo efectivo de la concesionaria para ese nivel de producción, origina un desbalance entre los ingresos regulados y los costos. Por esta razón se ajustó el

CDBT vigente a diciembre de 1999 en un +0,9%, calibrándolo de manera que la utilidad de la concesionaria para la situación original sea nula. De esta manera, $p_D = 5.700,75$ [\$/kW-mes]. Así $p_P = 8.454,39$ [\$/kW-mes].

También se utilizaron los factores de coincidencia y/o horas de uso establecidos en el decreto tarifario. De esta manera, $f_1 = 0,58$, $f_2 = 0,50$ y $f_3 = 0,75$, según los factores de coincidencia de las respectivas tarifas.

4.7 Resultados

4.7.1 Situación Base, Cap Físico y Price Cap

Después de calibrar el modelo y ajustar p_D de manera de balancear el presupuesto para la situación inicial en que las tarifas y los cargos de están determinados bajo el criterio de asignación de costos, se realizaron las tres optimizaciones descritas al comienzo de este capítulo:

- óptimo social sujeto a que la utilidad del monopolista sea mayor o igual que cero.
- óptimo de la firma sujeto a un cap físico.
- óptimo de la firma sujeto a un price cap.

Para determinar los pesos de ponderación de los precios en el price cap, se utilizaron las cantidades obtenidas del cálculo del óptimo social obtenido previamente.

Tabla 4.5: Resultados del Modelo

Var.	unidad	Costo	Max U_S	Max U_1	Max U_1
		sa: $U_1=0$	sa: $U_1=0$	sa: CF	sa: PC
α_1		1,000	1,028	1,453	1,028
α_2	-	1,000	0,968	0,000	0,968
α_3		1,000	0,877	0,000	0,877
p_1		4.864	4.957	6.351	4.957
p_2	\$/kW-mes	4.227	4.135	1.377	4.135
p_3		6.134	5.608	1.859	5.608
a		4.276	3.749	0	3.749
q_1			861.989	861.989	861.988
q_2	kW	299.952	299.953	299.967	299.953
q_3		99.688	99.700	99.784	99.700
Q		720.681	720.690	720.759	720.690
Q_M		645.915	645.915	645.921	645.915
η_1			0,179	0,176	0,137
η_2	-	0,360	0,368	1,105	0,368
η_3		0,366	0,400	1,209	0,400
ΔU_1		0	0	54.503	0
ΔU_2	\$/mes	0	0	0	0
ΔU_C		0	3.146	-227.510	3.146
ΔU_S		0	3.146	-173.007	3.146

Los resultados observados en la primera columna se definirán como la situación base, en que los precios se determinan mediante un criterio de asignación de costos.

Cuando la CNE determina el Valor Agregado de Distribución, lo prorratea a través de una única variable física, la potencia coincidente. De esta manera, al dividir el costo total de distribución de la empresa modelo por la cantidad total de unidades de potencia coincidente, se obtiene un único precio medio. Por esta razón, decimos que se trata de una asignación en base a un criterio de costos medios. De la estructura de costos (4.66), se puede deducir que mediante este criterio el precio por unidad de potencia coincidente es el costo marginal más la correspondiente proporción del costo fijo:

$$p_d = \frac{C_d(Q)}{Q} = \frac{F}{Q} + c_d \quad (4.75)$$

En este caso, los factores α_i no se modifican, por lo que a cada tarifa se le asigna la proporción de potencia coincidente que implica.

En la segunda columna de la tabla 4.5, se muestra el óptimo social obtenido, sujeto a la restricción presupuestaria del monopolio. Los factores α_i toman valores distintos a la unidad, siendo mayores en la medida que las elasticidades precios de los respectivos bienes son menores, verificándose la relación establecida en las ecuaciones (4.23), (4.24) y (4.25). El hecho de aumentar el precio de los bienes más inelásticos, y disminuirle a los elásticos produce una polarización de las elasticidades con respecto al caso base.

Bajo esta modelación, el beneficio social aumenta, aunque no significativamente. El beneficio social es del orden de \$ 376 billones; el aumento desde la situación base son apenas \$ 3.146.

En la tercera columna de la tabla 4.5, se muestra el óptimo de la firma, sujeto a la restricción impuesta por el cap físico. Bajo esta restricción la firma puede afectar los factores de coincidencia a través de los factores α_i , pero limitada a que se mantenga el balance global de potencia, en otras palabras, que no venda más unidades de potencia coincidente que las que ‘circulan’ por el sistema de distribución.

En el óptimo de esta modelación, α_1 , el factor correspondiente al bien más inelástico, supera la unidad largamente, mientras que los factores α_2 y α_3 se hacen cero.

Con esta restricción, la firma, en términos globales, obtiene el mismo ingreso por unidad de potencia coincidente que en la situación base. Por esta misma razón, la firma tiene incentivos para maximizar la cantidad de unidades de potencia coincidente que circulan por su sistema. De esta manera, maximiza su utilidad, por dos efectos: un efecto cantidad, a más unidades vendidas, mayor margen total; y un efecto en la utilidad marginal, en la medida que aumenta el volumen producido, disminuye el costo, según lo definido en la ecuación (4.66).

Bajo estas condiciones, la firma polariza sus precios, subiendo el precio del bien más inelástico y bajando el de resto, hasta los límites factibles. En esta situación, la utilidad de la firma aumenta en M\$ 55, con respecto a la situación base y al óptimo social, en que la utilidad de la firma era nula. Por otro lado, el beneficio social disminuye en M\$ 173 con respecto al caso base, y M\$ 176 con respecto al óptimo social.

Hay que destacar, que si bien el beneficio social disminuyó, en términos relativos, la mejora de la utilidad de la firma es infinitamente mayor a la pérdida sufrida.

Finalmente, en la cuarta columna de la tabla 4.5, se muestran los resultados del óptimo de la firma, sujeto a una restricción de price cap. Los parámetros del price cap, se calibraron conociendo el resultado del óptimo social. Se utilizaron las cantidades resultantes en el óptimo social, como pesos de ponderación para los precios. Asimismo, se evaluó el polinomio de esta manera obtenido, con los precios resultantes en el óptimo social, para determinar el límite price cap.

Bajo las condiciones antes descritas, la solución del óptimo de la firma iguala al óptimo social.

4.7.2 Asimetrías de Información

Si el regulador no conoce las funciones de demanda de los consumidores, no puede conocer de antemano cuales serán las cantidades y precios en el óptimo social, de manera de determinar los pesos en la ponderación de precios y el límite price cap. Si el regulador llegar a poder conocer la función de demanda de los consumidores, entonces no sería necesario establecer un mecanismo de regulación por price cap, ya que el regulador podría fijar directamente los precios óptimos. La aplicación de la metodología price cap se justifica en la medida que permite que ante asimetrías de información entre la firma y el regulador, la firma utilice este mayor conocimiento para determinar los precios de manera socialmente óptima.

El regulador, ignorante con respecto a las cantidades y precios resultantes del óptimo social, debe determinar de otro modo los pesos de la ponderación de precios, y el límite price cap. Un regulador sesgado puede verse inclinado a determinar los factores de ponderación de manera de favorecer a algún tipo de clientes en desmedro de otros. Ante la falta de información, una solución práctica puede ser utilizar las cantidades actuales como factor de ponderación, que a su vez determina automáticamente el límite price cap en la medida que el precio de la potencia coincidente ya está adecuadamente regulado en una etapa anterior.

Más aún, el problema de la falta de información por parte del regulador, puede ir más allá del desconocimiento de la función de costos, si no también de los parámetros de la función de costos, como por ejemplo, de los factores de coincidencia. Bajo este supuesto, ya el caso base resulta un caso ideal, en que en la tarificación por costos, los precios efectivamente reflejan los costos involucrados.

Los resultados de las dos situaciones antes descritas se muestran a continuación:

Tabla 4.6: Resultados bajo Asimetrías de Información

Var.	unidad	Max U_1 sa: PC	Costo Desv.
α_1	-	1,025	0,955
α_2		0,946	1,100
α_3		0,939	1,100
p_1	\$/kW-mes	4.948	4.716
p_2		4.073	4.512
p_3		5.875	6.562
a		4.017	4.703
q_1	kW	861.989	861.989
q_2		299.953	299.951
q_3		99.694	99.678
Q		720.686	720.673
Q_M		645.915	645.914
η_1	-	0,176	0,185
η_2		0,374	0,337
η_3		0,382	0,342
ΔU_1	\$/mes	1.634	-5.450
ΔU_2		0	0
ΔU_C		818	-2.275
ΔU_S		2.451	-7.725

Los resultados de la simulación muestran que cuando se definen los pesos de ponderación de precios en el price cap, como las cantidades de la situación base, si bien el beneficio social disminuye con respecto al caso con los ponderadores

ideales, de todas maneras representa una mejora, \$ 2.451, con respecto a la situación base, por asignación por costo.

El resultado de todas las simulaciones mejora en términos relativos, si se cambia la situación base, desde la asignación perfecta por costos a una asignación por costos desviada. En la simulación, la desviación en la asignación de costos significa una disminución del beneficio social de \$ 7.725.

4.7.3 Discrecionalidad Acotada

Como se observó en el caso del cap físico, la firma utiliza la discrecionalidad de precios al extremo de cubrir todos sus costos sólo a través del bien más inelástico, quedando completamente subsidiados los otros dos bienes. Cuando el bien más inelástico es el acceso, este comportamiento tiene también un efecto predatorio sobre los usuarios de la red.

En el caso del price cap, también puede darse una situación de este tipo, pero no tan marcada como en el caso del cap físico, ya que en este caso sólo se redistribuye el costo fijo entre los distintos productos.

Además de las situaciones anteriormente descritas, en que el acceso es el bien más inelástico, bajo discrecionalidad de precios también es factible, por cuanto la modelación anterior es estática, suponiendo que la firma siempre maximiza sus utilidades. Esta condición no es válida en presencia de comportamientos predatorios, ya que un requisito necesario, es el sacrificio (temporal) de la utilidad de corto plazo. Este sacrificio es menor cuando la firma, bajo price caps, tiene la posibilidad de aumentar los precios en otro producto.

Una manera de acotar el comportamiento predatorio, es a través de precios piso y techo, como sugirieron Baumol y Willig, entre otros. El precio piso puede ser el costo marginal y el precio techo el stand alone cost.

Se simuló el óptimo de la firma bajo cap físico, acotando los factores de manera que los precios no sean menores al costo marginal. Dado que la restricción del cap físico asegura para el conjunto de la empresa como máximo el precio medio regulado, fijar el límite inferior como el costo marginal, determina automáticamente

el stand alone cost como el límite superior, cuando dos productos se tarifican a costo marginal, por lo que el tercero debe recuperar la totalidad de los costos fijos, equivalentemente a como si fuera el único bien producido.

También se simuló el óptimo de la firma bajo price cap, acotando los factores mediante precios piso y techo. Sin embargo, en este caso, las restricciones no se activan, dado que ya en el óptimo irrestricto, el costo fijo se distribuye entre todos los bienes.

Tabla 4.7: Resultados bajo Discrecionalidad Acotada

Var.	unidad	Max U₁ sa: CF $\alpha_i > 0,85$	Max U₁ sa: PC $\alpha_i > 0,85$
α_1		1,068	1,028
α_2	-	0,850	0,968
α_3		0,850	0,877
p_1		5.087	4.957
p_2	\$/kW-mes	3.800	4.135
p_3		5.493	5.608
a		3.634	3.749
q_1		861.989	861.989
q_2		299.955	299.953
q_3	kW	99.702	99.700
Q		720.693	720.690
Q_M		645.916	645.915
η_1		0,172	0,176
η_2	-	0,400	0,368
η_3		0,409	0,400
ΔU_1		8.176	0
ΔU_2	\$/mes	0	0
ΔU_C		-5.119	3.146
ΔU_S		3.057	3.146

En la tabla 4.7 se muestran los resultados de ambas simulaciones. Se acotaron los factores α_i inferiormente a 0,85, equivalente a la parte variable del costo de distribución, según se determinó en la calibración del modelo.

Como se señaló, los resultados del óptimo de la firma sujeto al price cap no cambiaron, ya que la nueva restricción no es activa.

En cambio, en el caso del óptimo de la firma sujeto al cap físico, los resultados mejoran ostensiblemente. El equilibrio de precios se logra con el bien 1, tarifado al stand alone cost y el bien 2 y el bien de acceso tarifados marginalmente. Con respecto a la situación base, esta solución implica un aumento en el beneficio social de \$ 3.057, sólo levemente inferior a la ganancia obtenida bajo price cap, socialmente óptima, de \$ 3.146. El aumento del bienestar social obtenido gracias al acotamiento de los precios, de \$ 3.057 se compara positiva y significativamente, con el caso irrestricto en que había una pérdida social de \$ 173.007.

El cap físico acotado, tiene una ventaja adicional, si se considera que en la práctica el regulador no tiene información perfecta para determinar a priori los precios discriminatorios que llevan al óptimo social, y por ende, tampoco puede determinar los ponderadores óptimos del polinomio del price cap. De esta manera, el mejor resultado que se puede obtener vía price cap es el obtenido anteriormente, bajo asimetrías de información, \$ 2.451. El cap físico no tiene los requerimientos de información que tiene el price cap, por lo que la inclusión de las asimetrías de información consideradas no afectan el resultado obtenido.

Si se cambia la situación base, desde una con información perfecta, a una nueva situación base con asimetrías de información, la ganancia de bienestar social aumenta en todos los casos. En particular, el óptimo de la firma bajo price cap con asimetrías de información (acotado o no) sería \$ 10.176; mientras que el óptimo de la firma bajo cap físico acotado (con o sin asimetrías de información) sería \$10.782. Esta ganancia social se compara con la óptima social ideal, con información perfecta, de \$ 10.871.

4.7.4 Cargo de Acceso No Discriminatorio

Otra manera de evitar alguna posible práctica predatoria a través de los cargos de acceso, es eliminando definitivamente la discrecionalidad de este precio.

En la tabla 4.8 se muestran los resultados del óptimo de la firma bajo cap físico y bajo price cap, pero fijando el factor $\alpha_3 = 1$.

Bajo esta restricción en el caso del price cap, la ganancia en el beneficio social se reduce notablemente con respecto al caso base, mientras que en el caso del cap físico la pérdida social se reduce, comparado al caso original. La estructura de la solución es similar a la original, en los parámetros variables; el precio de distribución se hace cero para el bien más elástico, y el bien inelástico recupera el remanente de los costos no recuperados por el cargo de acceso, fijado a costo medio, dado que $\alpha_3 = 1$.

Tabla 4.8: Resultados bajo Acceso No Discriminatorio

Var.	unidad	Max U₁ sa: CF $\alpha_3 = 1$	Max U₁ sa: PC $\alpha_3 = 1$
α_1		1,302	1,033
α_2	-	0,000	0,891
α_3		1,000	1,000
p_1		5.856	4.973
p_2	\$/kW-mes	1.377	3.916
p_3		6.134	6.134
a		4.276	4.276
q_1		861.988	861.989
q_2		299.967	299.954
q_3	kW	99.688	99.688
Q		720.688	720.682
Q_M		645.922	645.916
η_1		0,149	0,175
η_2	-	1,105	0,389
η_3		0,366	0,366
ΔU_1		4.615	0
ΔU_2	\$/mes	0	0
ΔU_C		-21.105	252
ΔU_S		-16.490	252

V CONCLUSIONES

Del estudio realizado, se puede observar que el sector eléctrico en el mundo, así como en Chile, está experimentando profundos cambios económicos, más que tecnológicos. Se están realizando importantes esfuerzos para mejorar la regulación existente, individualizando las actividades potencialmente competitivas, para luego promover la apertura al mercado.

Es así como en principio se desintegró el sector eléctrico en generación, transmisión y distribución. Sin embargo, hoy se identifica la actividad de comercialización como otra actividad separable y potencialmente competitiva.

Se ha estudiado mucho como potenciar la actividad de comercialización, reconociendo que un ingrediente clave para que ésta se pueda desarrollar, es el libre acceso a las redes de transmisión – distribución. Sin embargo, si bien se reconoce la importancia del libre acceso, no se ha estudiado tan extensamente como debe tarifarse el acceso a las redes eléctricas.

Se han desarrollado diversas metodologías para regular las industrias de redes, así como mecanismos particulares para la regulación del acceso, como se vio en el Capítulo III. Los mayores avances se aprecian en el campo de la telefonía local. Si bien se trata de una industria de redes, presenta algunas diferencias con el caso eléctrico, como por ejemplo la bidireccionalidad de las redes, y consecuentemente el efecto de reciprocidad que existe entre los actores en una red de telecomunicaciones, que no se da en el caso eléctrico. Otro ejemplo de esta diferencia, es la tecnología de información. En telefonía es más fácil medir el uso de la infraestructura que hace cada agente.

Se ha propuesto un modelo regulatorio para las tarifas y cargos de acceso de distribución, diseñado específicamente para esta industria, ya que se circunscribe y aprovecha las características prácticas de este servicio. Este modelo logra incorporar las ventajas combinadas de distintos mecanismos regulatorios existentes.

Se demuestra que la discrecionalidad de precios finales o de acceso puede traducirse en un mayor bienestar social, al compararse con la situación en que hoy se encuentra el regulador, y las herramientas e información de la que dispone.

La metodología yardstick competition, que actualmente se aplica en Chile, para determinar los precios de cada uno de los bienes de distribución, es efectiva para incentivar la eficiencia en los costos. Sin embargo, determinar cada uno de los precios significa asignar de alguna manera, costos comunes a todos ellos; manera que en definitiva es arbitraria. Además, con la información con que cuenta el regulador al momento de asignar los costos, normalmente inferior a la que posee la firma regulada, no es posible realizar una asignación perfecta. Pero, aunque se pudiera lograr una correcta asignación por costo de servicio, esto no implica que se logre el óptimo social.

Se demostró que el óptimo social se logra fijando precios Ramsey, los que no sólo consideran los costos de cada bien, sino también sus funciones de demanda, y por ende sus elasticidades. Se probó que es socialmente eficiente subir los precios a los bienes con demandas más inelásticas y bajar los precios a los con demandas elásticas.

Sin embargo, determinar precios Ramsey implica un requerimiento aún mayor de información que en la simple asignación por costos, ya que el regulador requeriría conocer también las funciones de demanda de cada bien.

Aprovechando las ventajas de información con que cuenta la firma regulada, se propuso un modelo en que la propia firma define los precios sujeta a una restricción de tipo price cap. Se demostró que cuando los pesos de ponderación de precios en el price cap, son adecuadamente elegidos, la solución óptima de la firma converge con la solución socialmente óptima, determinándose precios Ramsey. Sin embargo, determinar esos pesos de ponderación precisos, también requiere de un mayor grado de información, implica conocer las funciones de demanda de manera de prever las cantidades socialmente óptimas y fijarlas como pesos de ponderación.

Finalmente, se diseña una restricción original, denominada cap físico, acotando la discrecionalidad de precios a un máximo del stand alone cost y un

mínimo del costo marginal; siempre combinando estas restricciones con los costos base determinados mediante yardstick competition. Se demuestra que con esta modelación, se incrementa el bienestar social, si bien no es óptimo, al compararlo con la situación de asignación por costos, y más aún si se compara con la asignación por costos desviada de los costos reales, debido a las asimetrías de información entre el regulador y el regulado.

El modelo diseñado, yardstick competition con cap físico acotado, se adapta a la estructura regulatoria vigente en Chile, ya que no implica cambiar la forma en que se calcula el Valor Agregado de Distribución, definido en la ley, si no que cambia las fórmulas tarifarias que actualmente están bajo la potestad de la Comisión Nacional de Energía. Se otorga un grado de libertad a las empresas para definir sus tarifas y cargos de acceso, sujeto a una restricción que es técnicamente fácil de medir, como lo es el balance de potencia. De esta manera, el regulador requiere menores cantidades de información, muy difíciles de estimar, mientras que por el otro lado, la firma utiliza la mejor información que tiene para acercarse a los precios socialmente óptimos.

Adicionalmente, se evaluó el sólo efecto de impedir la discrecionalidad de precios en el cargo de acceso, concluyéndose que esto acarrea una pérdida social.

Se dejan abiertas todas las alternativas de modelación, dependiendo del grado de información disponible y el grado de discrecionalidad que se esté dispuesto a permitir.

Finalmente, en este estudio se aportan modelos calibrados de este segmento de la industria, tales como funciones de costo, con su relación costo fijo costo variable, y, funciones de demanda para distintos bienes, con sus elasticidades y relación con variables macroeconómicas.

BIBLIOGRAFIA

- Acton, J.P. y Vogelsang, I. (1989) "Introduction" *Rand Journal of Economics*, Vol. 20, N°3, pp. 369-372.
- Armstrong, M. y Doyle, C. (1994) "Access Pricing, Entry and The Baumol-Willig Rule" *Discussion Papers in Economics and Econometrics*, Department of Economics University of Southampton, pp.1-40.
- Armstrong, M. y Vickers, J. (1995) "The Access Pricing Problem" *Discussion Papers in Economics and Econometrics*, Department of Economics University of Southampton, pp. 1-18.
- Armstrong, M. y Vickers, J. (1998) "The Access Pricing Problem With Deregulation: A Note" *The Journal of Industrial Economics*, Vol. 46 N° 1, pp. 115-121.
- Armstrong, M., Doyle, C. y Vickers, J. (1995) "The Access Pricing Problem: A Synthesis" *Discussion Papers in Economics and Econometrics*, Department of Economics University of Southampton, pp. 1-23.
- Averch, H. y Johnson, L.L. (1962) "Behaviour of the Firm Under Regulatory Constraint" *American Economic Review*, Vol. 52, pp. 1052-1069.
- Baughman, M. (1996) "Pricing of Open Access Transmission Services in Texas", *Energy Modelling Forum and Utilities Policy*, Symposium on Transmission Pricing.
- Baumol, W.J. (1968) "Reasonable Rules for Rate Regulation" en A. Phillips (ed.), *Prices: Issues in Theory, Practice and Public Policy*, Philadelphia, University of Pennsylvania Press.
- Baumol, W.J. (1982) "Productivity Incentive Clauses and Rate Adjustment for Inflation" *Public Utilities Fortnightly*, pp. 11-18.

- Baumol, W.J. (1983) "Some Subtle Issues in Railroad Regulation" *International Journal of Transport Economics*, Vol. 10, pp. 341-355.
- Baumol, W.J., Ordover, J.A. y Willig, R.D. (1997) "Parity Pricing and its Critics: A Necessary Condition for Efficiency in the Provision of Bottleneck Services to Competitors" *Yale Journal on Regulation*, Vol. 14, N°1, pp. 145-163.
- Baumol, W.J. y Sidak, J.G. (1994) "Toward Competition in Local Telephony" MIT Press, Cambridge.
- Bernstein, J. y Sappington, D. (1998) "Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans" Working Paper 6622, National Bureau of Economic Research, Cambridge, pp. 1-27.
- Bernstein, S. (1988) "Competition, Marginal Cost Tariffs and Spot Pricing in the Chilean Electric Power Sector" *Energy Policy*, pp. 369-377.
- Bitran, E. y Serra, P. (1998) "Regulation of Privatized Utilities: The Chilean Experience" *World-Development*, Vol. 26, N° 6, pp. 945-962.
- Blair, B. (1995) "Sharp Regulatory Performance with Blunt Instruments", *Economics Letters* Vol. 48 N° 2, pp. 201-206.
- Blanlot, V. (1993) "La Regulación en el Sector Eléctrico: La Experiencia Chilena", en H. Muñoz (ed.) *Después de las Privatizaciones, Hacia el Estado Regulador*, CIEPLAN, Santiago, pp. 281-321.
- Boiteux, M. (1956) "Sur La Gestion Des Monopoles Pubics Astreints A L'Equilibre Budgetaire" *Econometrica* Vol. 24, pp. 22-40.
- Bös, D. (1978) "Cost of Living Indices and Public Pricing" *Economica*, Vol. 45, pp. 59-69.
- Bös, D. (1996) "Incomplete Contracting and Price-Cap Regulation" Discussion Paper N° A-534, Department of Economics University of Bonn, pp. 1-20.

- Boyer, M. y Robert, J. (1997) "Competition and Access in Electricity Markets: ECPR, Global Price Cap, and Auctions" Centre Interuniversitaire de Recherche en Analyse des Organisations, Montreal, pp. 1-32.
- Breton, A., Haurie, A. y Kalocsai, R. (1978) "Efficient Management of Interconnected Power Systems: a Game-Theoretic Approach", *Automatica* Vol. 14 N° 5, pp. 443-452.
- Bunn, D., Larsen, E. y Dyrer, I. (1995) "Strategic Opportunities Across de New U.K. Electricity and Gas Markets", 18th IAEE International Conference: Into the Twenty-First Century: Harmonizing Energy Policy, Environment, and Sustainable Economic Growth, pp. 477-484.
- Bushell, J. y Oren, S. (1996) "California's Proposed Electricity Market" Draft paper Energy Institute University of California, pp. 1-10.
- Cabral, L.M.B. y Riordan; M.H. (1989) "Incentives for Cost Reduction Under Price Cap Regulation" *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 1, pp. 133-147.
- Cameron, L. y Cramton, P. (1999) "The Role of the ISO in U.S. Electricity Markets: A Review of Restructuring in California and PJM" Draft paper, pp. 1-12.
- Cardell, J., Cullen, C. y Hogan, W. (1996) "Market Power and Strategic Interaction in Electricity Networks", Harvard Electricity Policy Group, pp. 1-29.
- Carter, M. y Wright, J. (1999) "Interconnection in Network Industries" *Review of Industrial Organization*, Vol. 14, N°1, pp. 1-17.
- CDEC-SIC (1999) "Estadísticas de Operaciones 1989-1998"
- CDEC-SING (1999) "Estadísticas de Operaciones 1993-1998"
- Chao, H. y Peck, S. (1996) "An Institutional Design for an Electricity Contract Market with Central Dispatch", 17th Annual North American Conference: (De)Regulation of Energy: Intersecting Business, Economics and Policy, Boston, pp. 1-28.

- Charún, R. y Morandé, F. (1996) “El Sector Eléctrico en Chile: Aspectos Principales” en F. Morandé, R. Charún, R. Raineri, y R. Soto (ed.) La Industria Eléctrica en Chile: Aspectos Económicos, Programa de Postgrado en Economía ILADES/Georgetown University, Santiago, pp. 19-54.
- Charún, R. y Morandé, F. (1996) “Transmisión-Generación Eléctrica: La Experiencia Internacional y el Caso Chileno” en F. Morandé, R. Charún, R. Raineri, y R. Soto (ed.) La Industria Eléctrica en Chile: Aspectos Económicos, Programa de Postgrado en Economía ILADES/Georgetown University, Santiago, pp. 55-95.
- CNE (1993) “El Sector Energía en Chile” CNE (ed.) Santiago.
- Coeymans, J.Edo. y Morel, J.T. (1992) “Sistemas de Demanda por Derivados de Petróleo del Sector Transporte Caminero y del Sector Comercial, Público y Residencial. Chile 1962-1988” Documento de Trabajo N°146, Instituto de Economía, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, pp. 1-30
- Corts, K. (1995) “On the Robustness of the Argument that Price-Matching is Anti-competitive”, Economics Letters, Vol. 47, N° 4, pp. 417-421.
- CREG (1995) “Resolución N°024” Comisión de Energía y Gas, Colombia.
- CREG (1996) “Resolución N°128” Comisión de Energía y Gas, Colombia.
- CREG (1997) “Resolución N°031” Comisión de Energía y Gas, Colombia.
- CREG (1997) “Resolución N°099” Comisión de Energía y Gas, Colombia.
- CREG (1998) “Resolución N°070” Comisión de Energía y Gas, Colombia.
- Crew, M.A., Kleindorfer, P.R. y Sudit, E.F. (1979) “Incentives for Efficiency in the Nationalised Industries: Beyond the 1978 White Paper” The Journal of Industrial Affairs, Vol. 7, pp. 11-15.

- Crew, M.A. y Kleindorfer, P.R. (1996) "Price Caps and Revenue Caps: Incentives and Disincentives for Efficiency" in M.A. Crew (ed.), Pricing and Regulatory Innovations Under Increasing Competition, Topics in Regulatory Economics and Policy Series, Boston, pp. 39-52.
- Dahl, C. (1982) "Welfare Effects of Energy Price Decontrol", Economics Letters, Vol. 10, N° 2, pp. 173-178.
- De Fraja, G. (1999) "Regulation and Access Pricing with Asymmetric Information" European Economic Review, Vol. 43, pp. 109-134.
- De Souza, D. y Pires, A. (1996) "A Regulação das Indústrias de Rede: o Caso Dos Setores da Infra-Estrutura Energética" Draft paper Universidade Federal do Rio de Janeiro, pp. 1-19.
- Del Sol, P. y Pérez, M.A. (1995) "Economías de Escala y Tarifificación en el Sector Eléctrico Chileno" Revista de Análisis Económico, Vol. 10, N° 2, pp. 237-266.
- Donnfeld, S. y Weber, S. (1984) "Monopoly Regulation, Quality Choice Welfare. The Open Economy Case", Economics Letters Vol. 16 N° 4, pp. 351-356.
- Donoso, J. (1999) "Metodología Regulatoria Price Cap Aplicada a Distribución Eléctrica" Tesis Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago.
- Economides, N. y White, L. (1995) "Access and Interconnection Pricing: How Efficient Is the "Efficient Component Pricing Rule?"" Antitrust-Bulletin, Vol. 40, N°3, pp. 557-579.
- Ferris, S. y Makhija, A. (1987) "The Impact of Regulation on the Riskiness of Electric Utilities", Economics Letters Vol. 25 N° 1, pp. 79-84.
- Gans, J.S. y Williams, P. (1999) "Access Regulation and The Timing of Infrastructure Investment" The Economic Record, Vol. 75, N° 229, pp. 127-137.

- Hachette, D. y Lüders, R. (1994) "La Privatización en Chile", Centro Internacional para el Desarrollo Económico.
- Harris, M. y Townsend, R. (1981) "Resource Allocation Under Asymmetric Information" *Econometrica*, Vol. 49, N° 1, pp. 33-64.
- Henley, A. y Peirson, J. (1994) "Time-of-use Electricity Pricing, Evidence from a British Experiment", *Economics Letters* Vol. 45 N° 3, pp. 421-426.
- Howard, M. (1996) "Advancing Electric Competition by Providing Electric Power Choice", 17th Annual North American Conference: (De)Regulation of Energy: Intersecting Business, Economics and Policy, Boston, pp. 1-12.
- Hull, J. (1993) "Options, Futures, and Other Derivative Securities", Prentice Hall (ed.), pp. 26.
- INE (2000) "Estadísticas del Medio Ambiente", Instituto Nacional de Estadísticas.
- Johnson, L. (1985) "Incentives to Improve Electric Utility Performance". Rand Corporation, R3245 RC, Santa Monica, California.
- Johnson, R., Oren, S. y Svoboda, A. (1996) "Equity and Efficiency of Unit Commitment in Competitive Electricity Markets" Draft paper University California, pp. 1-17.
- Johnston, J. (1996) "A General Theory of Regulation and Deregulation", 17th Annual North American Conference: (De)Regulation of Energy: Intersecting Business, Economics and Policy, pp. 145-154.
- Joskow, P.L. (1972) "The Determination of the Allowed Rate of Return in a Formal Regulatory Hearing" *Bell Journal of Economics*, Vol. 3, pp. 632-644.
- Joskow, P.L. (1995) "Restructuring to Promote Competition in Electricity: In General and Regarding the Poolco vs. Bilateral Contracts Debate" Draft paper University of California, pp. 1-53.

- Joskow, P.L. y Schmalense, R. (1983) "Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation", MIT Press, Cambridge.
- Kahn, A. y Taylor, W. (1994) "The Pricing Inputs Sold to Competitors: A Comment" *Yale Journal on Regulation*, Vol. 11, pp. 341-355.
- Kathan, D. y Stipnieks, E. (1997) "Electric Retail Access Pilot Programs: The First Six" 17th Annual North American Conference: (De)Regulation of Energy: Intersecting Business, Economics and Policy, pp. 657-666.
- Kellog, M.K., Thorne, J., Huber, P.W. (1992) "Federal Telecommunications Law, en Little, Brown & Co (ed.)
- Kuflik, A. (2000) "Competencia Ex-post en la Oferta de Servicios de Transporte de Gas de un Gasoducto" Tesis Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago.
- Laffont, J.-J. y Tirole, J. (1990) "The Regulation of Multiproduct Firms, Part I: Theory" *Journal of Public Economics* Vol. 43, pp. 1-36.
- Laffont, J.-J. y Tirole, J. (1990) "The Regulation of Multiproduct Firms. Part II: Applications to Competitive Environments and Police Analysis" *Journal of Public Economics*, Vol. 43, pp. 37-66.
- Laffont, J.-J. y Tirole, J. (1993) "A Theory of Incentives in Procurement and Regulation" The MIT Press, Cambridge, pp. 247-272.
- Laffont, J.-J. y Tirole, J. (1994) "Access Pricing and Competition" *European Economic Review* Vol. 38, pp. 1673-1710.
- Laffont, J.-J. y Tirole, J. (1996) "Creating Competition Through Interconnection: Theory and Practice" *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 10, pp. 227-256.
- Laffont, J.-J., Rey, P. y Tirole, J. (1998) "Network Competition: II. Price Discrimination" *Rand Journal of Economics*, Vol. 29, N° 1, pp. 38-56.

- Laffont, J.-J., Rey, P. y Tirole, J. (1998) "Network Competition: I. Overview and Non-discriminatory Pricing" *Rand Journal of Economics*, Vol. 29, N° 1, pp. 1-37.
- Lazear, E. y Rosen, S. (1981) "Rank-Order Tournaments as Optimal Labour Contracts" *Journal of Political Economy*, Vol. 89, pp. 841-864.
- Linhart, P. y Sinden, F.W. (1982) "Productivity Incentives Under Rate Regulation" *Bell Laboratories Economics Discussion Paper 236*.
- Littlechild, S.C. (1983) "Regulation of British Telecom's Profitability" Report to the Secretary of State, Department of Industry, London.
- Lynk, E. (1995) "Testing Efficiency in Intermediate Regulated Industries", *Economics Letters* Vol. 49, N° 3, pp. 323-328.
- Makhija, A. y Spiro, M. (1989) "Determinants of Earned Rates of Return on Equity of U.S. Electric Utilities, 1976-1984" *Economics Letters* Vol. 30, N° 4, pp. 367-371.
- Miller, R.L. y Meiners, R. (1990) "Microeconomía" McGraw-Hill, México.
- Ministerio de Minería (1982) "Decreto con Fuerza de Ley N°1: Ley General de Servicios Eléctricos" *Diario Oficial de la República de Chile*, N°31.366, Lunes 13 de septiembre de 1982.
- Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (1997) "Decreto N°300: Fija Fórmulas Tarifarias de Distribución" *Diario Oficial de la República de Chile*, N°35.799, Miércoles 25 de junio de 1997.
- Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (1999) "Decreto N°628: Fija Precios de Nudo" *Diario Oficial de la República de Chile*, N°36.502, Sábado 30 de octubre de 1999.
- Mitchell, B.M. y Vogelsang, I. (1991) "Telecommunications Pricing: Theory and Practice" *Rand Research Study*, Cambridge.

- MPSC (1997) "Case N° U-11451: Approval of a Retail Open Access" Staff Paper Michigan Public Services Commission.
- Nalebuff, B. y Stiglitz, J. (1983) "Information, Competition and Markets" American Economic Review, Papers and Proceedings, Vol. 73, pp. 278-283.
- Oren, S. (1997) "Economic Inefficiency of Passive Transmission Rights in Congested Electricity Systems with Competitive Generation" The Energy Journal, Vol. 18, N° 1, pp. 63-83.
- Paredes, R., Sánchez, J.M. y Fernández, A. (1995) "Privatización y Regulación en Latinoamérica" Revista de Análisis Económico, Vol. 10, N° 2, pp. 3-19.
- Pollak, E. (1994) "Desarrollo de un Mercado de Opciones y Futuros en el Sector Eléctrico Chileno" Memoria Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, pp. 61-125.
- Raineri, R. (1995) "Industrial Organization Implications of Gas Pipeline Technology", 18th IAEE International Conference: Into the Twenty-First Century: Harmonizing Energy Policy, Environment, and Sustainable Economic Growth, pp. 111-117.
- Raineri, R. (1996) "Relevancia de las Barreras de Entrada a la Industria de Generación Eléctrica" Draft paper Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, pp. 1-47.
- Raineri, R. (1996) "Why we Should Regulate Quality in Electric Distribution Utilities, or why we Should Not", 17th Annual North American Conference: (De)Regulation of Energy: Intersecting Business, Economics and Policy, pp. 20-29.
- Raineri, R. y Rudnick, H. (1997) "Restructuring Chilean Electric and Gas Industries: From Monopolies to Competition", Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, pp. 1-10.

- Ramsey, F. (1927) "A Contribution the Theory of Taxation" *Economic Journal*, Vol. 37, pp. 47-61.
- República de Chile (1997) "Decreto Supremo N°327: Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos" *Diario Oficial de la República de Chile*.
- República de Colombia (1994) "Ley N°142: Ley de Servicios Domiciliarios"
- República de Colombia (1994) "Ley N°143: Régimen para la Generación, Interconexión, Transmisión, Distribución y Comercialización"
- Reyes, F. (1999) "La Función del Comercializador en el Negocio Eléctrico y su Aplicación en Chile" *Memoria Pontificia Universidad Católica de Chile*, Santiago.
- Rudnick, H. (1997) "South American Experience in Deregulation of the Electricity Energy Industry" *Draft paper Pontificia Universidad Católica de Chile*, Santiago, pp. 1-7.
- Rudnick, H., Varela, R. y Hogan, W. (1996) "Evaluation of Alternatives for Power System Coordination and Pooling in a Competitive Environment", *IEEE Power Engineering Society Transactions*, pp. 1-9.
- Salvanes, K. y Tjotta, S. (1990) "Cost Differences in Electricity Distribution: Economies of Scale and Economies of Density in the Norwegian Electricity Distribution Industry" *SAF-Proyect N° 316, Working paper N° 30, Center for Applied Research - Norwegian School of Economics and Business Administration - University of Oslo*, pp. 1-28.
- Shleifer, A. (1985) "A Theory of Yardstick Competition" *Rand Journal of Economics*, Vol. 16, N°3, pp. 319-327.
- Sidak, J.G. y Spulber, D.F (1997) "Network Access Pricing and Deregulation" *Industrial and Corporate Change*, Vol. 6, N°4, pp. 757-782.
- Sioshansi, F. (1997) "The Information Requirements of the Retail Access Business Environment", *17th Annual North American Conference: (De)Regulation*

- of Energy: Intersecting Business, Economics and Policy, Boston, pp. 668-676.
- Sobel, J. (1997) "A Re-Examination of Yardstick Competition" Discussion paper 97-25, Department of Economics University of California, San Diego, pp. 1-20.
- Stoft, S. (1995) "Revenue Caps vs. Price Caps: Implications for DSM" LBL Report # 37577, pp. 1-38.
- Sudit, E.F. (1979) "Automatic Rate Adjustment Based on Total Factor Productivity in Public Utility Regulation" en M.V. Crew (ed.), Problems in Public Utility Economics and Regulation, Lexington.
- Valleti, T. y Estache, A. (1998) "The Theory of Access Pricing: an Overview for Infrastructure Regulators" The World Bank Institute, pp. 1-34.
- Vickers, J. (1995) "Competition and Regulation in Vertically Related Markets" Review of Economic Studies, Vol. 62, pp. 1-17.
- Vickers, J. (1997) "Regulation, Competition, and The Structure of Prices" Oxford Review of Economic Policy, Vol. 13, Nº 1, pp. 15-26.
- Vogelsang, I. (1989) "Price Cap Regulation of Telecommunications Services: A Long Run Approach" en M.A. Crew (ed.), New Jersey, pp. 21-42.
- Vogelsang, I. y Finsinger, J. (1979) "A Regulatory Adjustment Process for Optimal Pricing by a Multiproduct Monopoly Firm" Bell Journal of Economics, Vol. 10, pp. 157-171.
- Weiss, L.W. (1975) "Antitrust in the Electric Power Industry", en Phillips y Almarin (ed.) Promoting Competition in Regulated Markets, Brookings Institution, Washington.
- Willig, R.D. (1979) "The Theory of Network Access Pricing" en H.M. Trebing (ed.) Issues in Public Utility Regulation, Michigan State University Public Utilities Papers, pp. 109-152.

Yokell, M., Taylor, A. y Feiler, T. (1996) "Forecasting Market Prices and Determining Market Power - Keys to Success in a Deregulated Market", 17th Annual North American Conference: (De)Regulation of Energy: Intersecting Business, Economics and Policy, pp. 353-354.

ANEXOS

ANEXO A : OPERACIÓN FÍSICA Y COMERCIAL DEL SISTEMA

Una vez reconocido que el sector de generación se está haciendo más competitivo, se busca establecer un marco que permita a los consumidores beneficiarse de este desarrollo. Transmisión y distribución son más eficientes como monopolios regulados. Sin embargo, algunas funciones actualmente ofrecidas como parte de distribución y otros servicios de energía son potencialmente competitivos.

El sector de generación puede y se está haciendo más competitivo debido principalmente a tres factores:

- características propias de la industria: la inexistencia de economías de escala impide la formación de monopolios naturales, permitiendo así la competencia.
- un marco regulatorio que desintegre verticalmente el sector de generación.

Las nuevas tecnologías, tales como las plantas de gas natural de ciclo combinado han reducido considerablemente el monto de la inversión para hacerlas competitivas.

La tecnología del gas natural tiene numerosas ventajas además de las menores inversiones en capital, comparadas con otros tipos de centrales, periodos de construcción más cortos, mayor eficiencia, pueden ubicarse más cerca de los centros de consumo, requieren menos espacio, producen un menor impacto en el medio ambiente, pueden ser operadas y mantenidas con menos personal, el costo y tiempo de encendido y apagado es menor que otras centrales de combustibles fósiles.

Actualmente, las empresas generadoras pueden vender su energía a otros productores del CDEC, a grandes consumidores en forma libre y a pequeños consumidores en forma regulada. Cada año, cada empresa debe demostrar que está en condiciones de asegurar el abastecimiento de las demandas de sus clientes. Para ello, las generadoras entregan anualmente al CDEC sus balances de potencia y energía firmes, constituidas por la suma de los aportes de sus centrales generadoras y los contratos de compra de energía a otras generadoras.

Sin embargo, una vez alcanzado el equilibrio entre las disponibilidades firmes y contratos de suministros a clientes de acuerdo a los balances, la producción de las centrales generadoras del sistema se decide independientemente de los compromisos comerciales de la empresa propietaria de dichos medios de generación. Esta coordinación de la operación del sistema se hace con el fin de minimizar los costos de operación, dentro de los criterios de seguridad necesarios para mantener la continuidad del sistema.

Las transferencias de energía entre las empresas generadoras, que resulten de la coordinación de la operación, son valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico, calculados por el CDEC.

Los contratos de transferencias “planificadas” entre generadores se hacen a precio libremente acordado, así como a grandes consumidores.

Por el otro lado, la tarifa final que pagan los consumidores regulados se puede descomponer en dos precios regulados, el precio de nudo, que integra el costo de generación más el de transmisión hasta el punto de distribución, y el valor agregado de distribución.

De esta manera, encontramos dos tipos de precios de transferencia entre CDEC, para las transferencias derivadas de la operación del sistema. Entonces, bajo un nuevo esquema cabe preguntarse si estas transferencias instantáneas deben hacerse a través de negociación directa o a costo marginal, precio determinado por el CDEC.

El sector de generación no presenta economías de escala⁶⁵, es decir, no tiene costos marginales decrecientes. Esto implica que es factible tener un equilibrio de mercado en que el precio sea igual al costo marginal de la industria, cubriéndose los costos medios. Por consiguiente, no sería necesaria una fijación de los precios de las transferencias, ya que éstos por las fuerzas de la libre competencia debieran equilibrarse en los costos marginales instantáneos del sistema.

⁶⁵ Del Sol – Pérez (1995)

Pero, entonces, ¿cuál es la razón de la fijación de los precios de transferencias?, ¿por qué no se dejan la negociación directa entre las partes, como sucede con las transferencias planificadas para constituir la potencia y energía firme de cada empresa?

Parte de la respuesta es que el dinamismo y la necesidad de equilibrio instantáneo entre la oferta y la demanda hace difícil la negociación entre tantas partes. Además de que el CDEC, persiguiendo la operación óptima del sistema obliga las transferencias, por lo tanto, al eliminar la posibilidad de elección, debe determinar el precio.

Pero, el fin que persigue el CDEC es el mismo que el que persiguen las firmas: operar a mínimo costo. Bajo el supuesto de que se den las transferencias instantáneas en libre competencia a costo marginal. El mercado haría que sólo las generadoras más eficientes produzcan, y que el resto le compre a éstas.

Sin embargo, aquí se presenta el mismo problema que en la fijación de precios: el de la eficiencia de mercado para coordinar instantáneamente las distintas unidades, no sólo considerando los costos marginales de corto plazo, sino también los costos de set-up, planificación de reservas a largo plazo y seguridad de sistema.

La realidad es que los diversos países en que se practica libre mercado en generación, existe una coordinación centralizada de la operación. Esto indica que las falencias por asimetrías en la información que tiene el CDEC es compensada por una operación coordinada.

Manteniendo una operación centralizada del sistema, es posible introducir mayores condiciones de mercado de manera de aumentar la eficiencia del CDEC.

En términos reales, el CDEC no es un organismo independiente, ya que sus integrantes son los mismos generadores. El CDEC como institución no tiene incentivos a ser eficiente. Y al contrario, sus integrantes tienen incentivos perversos a favorecer a las firmas que pertenecen.

Para que el sistema, en la práctica, funcione como fue diseñado, el CDEC debe ser un operador realmente independiente, cuyo beneficio o medida de desempeño sean en función de la eficiencia del sistema.

De esta manera, si a este operador se le puede pagar u obtener utilidades en función de su eficiencia, entonces puede conformarse un CDEC independiente y autosuficiente.

Pero, cabe preguntarse por qué la comercialización debe individualizarse como un servicio separado. ¿Es un servicio claramente diferenciado del resto de los servicios de la distribuidora?, ¿Es un monopolio natural o existe la posibilidad de que sea ofrecido sobre una base competitiva?, ¿Existen otros participantes que se interesen en que este servicio se ofrezca de manera separada? y ¿Los beneficios de ofrecer el servicio en forma separada compensan los costos que ello significa (contabilidad, facturación, costos de transacción, etc.)?

Se propone un sistema, o mecanismo, que busca que los beneficios del libre mercado de generación sean asequibles a los clientes finales. Hasta ahora, los generadores sólo venden a precios libres a otros generadores o a grandes consumidores que pueden negociar su suministro. Todos los demás consumidores pagan un precio regulado por la energía y potencia.

Se propone separar los costos de generación, de los costos de transmisión y distribución, manteniendo éstos dos últimos como precios regulados, mientras que el costo de la energía y potencia generadas se deja al libre mercado.

Para que se alcance un precio socialmente óptimo, se requiere de libre competencia, para ello, los clientes deben estar capacitados para elegir su proveedor de energía según sus preferencias. Para que los distintos proveedores de energía y potencia puedan competir en forma justa, el nuevo sistema debe asegurar el acceso no discriminatorio a las redes de transmisión-distribución, y que de esta manera se logre el equilibrio de mercado entre productores y consumidores.

El acceso directo a un mercado competitivo de generación, en vez de un acceso indirecto a través de la consolidación por la correspondiente distribuidora, producirá una mayor presión en los proveedores para reducir costos e innovar.

Este marco de trabajo recomienda realizar los mínimos cambios necesarios en la regulación de distribución vigente. Las distribuidoras tendrán la obligación de entregar en forma periódica la información de carga a los distintos proveedores. Es recomendable también que las distribuidoras sean compensadas totalmente por los costos en que incurran para otorgar un servicio adecuado y confiable de entrega de energía.

Uno de los desafíos importantes que significa desligar los servicios que hasta ahora se encuentran a cargo de las distribuidoras, es separar los costos involucrados en cada uno de ellos.

Se propone un sistema que contempla una estructura institucional híbrida: con un mercado descentralizado de contratos de potencia y energía, y un sistema de despacho centralmente coordinado a través de un operador del sistema. Si el mecanismo de contratos se diseña de manera tal de que se incluyan dentro de los costos privados el costo de las externalidades, y de esta manera se eliminan las fallas de mercado, la teoría económica señala que el mercado operará mejor que un agente centralizador. Debido a restricciones de tipo tecnológicas, se sigue requiriendo una coordinación central para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema.

Las distribuidoras entregarán un servicio de transporte, esto significa que los clientes usarán el sistema para transportar la electricidad comprada directamente de un suministrador competitivo (generador, broker, comercializador, u otro). Las distribuidoras tendrán la obligación de transportar la energía de terceros, tal cual ahora tiene la obligación de servir en su zona de concesión. Además, la distribuidora deberá entregar la información referente al uso de la energía por parte de los clientes, de manera de facilitar al proveedor la planificación de carga y la facturación. Los peajes de transporte seguirán siendo regulados.

Los cargos por concepto de peajes por el uso de las redes, puede ser pagados directamente por el consumidor o, a través del proveedor. Hay que tener en

claro que esto sólo sería una manera unificada de realizar el cobro, pero, que sus componentes son independientes y de distinta naturaleza.

Una condición esencial a la introducción de la elección minorista de proveedor de energía, es el establecimiento de un mercado energético mayorista robusto, no discriminatorio y por lo tanto competitivo. Para lograr esto, uno de los primeros puntos que deben instaurarse, es la igualdad de acceso a las redes de transmisión-distribución, sin influir si la empresa es propietaria de medios de generación, para lo que deben determinarse tarifas de libre acceso a estas redes. Como efecto de esta medida bajaría el costo de la energía eléctrica para los consumidores finales, se lograría una mayor continuidad y seguridad en el servicio, además de que pequeños generadores y distribuidores tendrían tratos más justos.

Una segunda medida es establecer un sistema de información en tiempo real, para conocer y compartir la información sobre la capacidad de transmisión disponible.

Las medidas anteriores llevan a proponer el establecimiento de un operador independiente del sistema, una entidad que no está afiliada a ningún participante del mercado, y que opere el sistema en forma no discriminatoria, asegurando el libre acceso a todos los proveedores que lo requieran. De esta manera, se trata de asegurar que ninguna empresa de transmisión que también sea dueña de elementos de generación, obtenga una ventaja injusta con respecto a los otros participantes de mercado eléctrico.

La transición de un CDEC a un operador independiente del sistema (OIS), significa cambiar muchos aspectos de la operación del CDEC por ser inapropiados a un mercado competitivo. Las mayores diferencias que se desarrollarán serán en como mantener la confiabilidad del sistema, ya que el OIS debe operar en un mercado spot de electricidad, y como se deben distribuir los costos de congestión del sistema.

Bajo las condiciones de libre acceso a transmisión, las demostraciones de capacidad (potencia y energía firmes) serían inapropiadas en un mercado competitivo. Los proveedores, distribuidoras o comercializadores pueden hacerse

responsables individualmente por servir sus consumos. Una falla en asegurar generación para cubrir sus demandas puede ser cobrada a través de multas por interrupciones. Hay que hacer notar que actualmente no existe la infraestructura para medir interrupciones y hacer efectivo su costo.

Para mantener la transparencia y apertura a la competencia, el OIS no debe ser el encargado de administrar el *power exchange* o mercado spot (bolsas de compraventa de energía y potencia), ya que al operar el sistema de transmisión también pudiera verse inclinado a favorecer a ciertos proveedores. Además, impediría la posibilidad de que se establezcan otros mercados spot comerciales, en igualdad de condiciones. Lograr una competencia lo más perfecta posible en el mercado spot es fundamental, ya que serviría como señal de precios a los clientes. Por otro lado, el OIS estaría estructurado como un entidad que busca hacer coincidir a vendedores y compradores, si el OIS administrara el mercado spot y el sistema de transmisión, compradores y vendedores contarían con un precio confiable de energía. Sin embargo, esto recuerda el problema de los incentivos al OIS.

Otro punto es como se deben distribuir los costos de congestión. La congestión sucede cuando carga una línea más allá de su capacidad con flujos de potencia. Para aliviar esta condición se sobrecargan los precios de mercado de generación en el punto de congestión, hasta que se reduce la carga de la línea. Se sugieren dos métodos de recuperar los costos de generación despachados para aliviar la congestión. Bajo tarificación marginal según ubicación en la red, los últimos usuarios causantes de la congestión pagan más que el precio marginal de usar un sistema descongestionado. El método alternativo es pagar el costo de congestión promedio, distribuyéndolo entre todos los usuarios. Surge una problemática importante de origen principalmente técnico, que es cómo fijar los precios por congestión del sistema de transmisión.

Este nuevo sistema afecta a todo el sector eléctrico, desde los consumidores en el nivel de distribución, hasta los proveedores en el nivel generación. Se producen cambios en el sistema de contratos vigente y en la operación del sistema eléctrico.

La sola aplicación de un mecanismo de libre elección no afecta la demanda total del sistema, obviando la elasticidad precio, en que cambios en los precios se traducen en variaciones en las cantidades demandadas en el mediano y largo plazo. Lo que si se afecta definitivamente, son los contratos de las generadoras, ya que desaparecen los grandes contratos a largo plazo con las distribuidoras. Esto último implica que no se pueden hacer los anteriormente señalados balances anuales de potencia y energía firme, lo que a la vez elimina los contratos entre generadores.

De esta manera, la operación económica del sistema se hace más dinámica ya que los acuerdos comerciales preestablecidos disminuyen, transformándose en transferencias instantáneas y de corto plazo.

Este servicio desagregado de suministro y transporte no debe perder las ventajas que el actual sistema tiene, como las tarifas horarias. Este tipo de tarifas representa mejor el costo efectivo que tiene la energía y el servicio, dependiendo de la hora del día y la época del año.

Hay quienes afirman que la competencia traerá problemas de calidad y confiabilidad de servicio. Sin embargo, la realidad es que la mayor parte de los problemas de confiabilidad se deben al tiempo y otros fenómenos naturales que causan cortes en los sistemas de distribución y transmisión, pero no a problemas de generación. Un sistema de comercialización abriría el sector de generación a la competencia, pero dejaría las funciones de transmisión y distribución en manos de las mismas empresas reguladas. De esta manera, reestructurar la industria eléctrica no debe afectar la confiabilidad, aún más, las empresas de “cables” (distribuidoras y transmisoras) se concentrarán más en el servicio de transporte y entrega, por lo que debiera haber un mayor énfasis en la confiabilidad.

Más aún, con las nuevas modificaciones al DFL N°1 los eventuales déficits de energía deberán ser repartidos igualitariamente entre todos los consumidores del sistema interconectado, siendo irrelevantes los compromisos contractuales que tenga cada generador.

Por otro lado, el resultado de los generadores en un ambiente competitivo, dependerá de los capaces que sean de competir, por lo tanto tienen

mayores incentivos a mantener un servicio confiable que aquéllos que permanecen en un mercado regulado. De hecho, existe la tecnología que permite aumentar el grado de confiabilidad de los sistemas, sin embargo, bajo una tasa de retorno asegurada, las empresas no tienen incentivos a adoptarlas.

La competencia que se produce en el mercado mayorista eléctrico y entre generadores no necesariamente se traduce en menores precios para los consumidores finales. Y cuando se producen, las distribuidoras no tienen incentivos para traspasarlos a sus clientes.

La libertad para elegir proveedor, no sólo permite realizar consideraciones de precios y de servicio, sino también otras tales como el impacto en el medio ambiente. Si ciertos clientes prefieren energía generada en forma eólica, en un caso extremo, presumiblemente existiría un proveedor que la suministre; de la misma manera que sucede con productos reciclados hoy en día.

A.1 Separación de la Operación

En la operación del sistema hay que distinguir dos partes, la operación física y la operación comercial. Con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, la operación física debe realizarse de manera centralizada, a cargo de un centro de despacho. Mientras que la operación comercial es factible de ser separada y operada bajo reglas de un mercado competitivo. De esta manera, se propone una separación de la operación siguiendo el ejemplo del caso colombiano.⁶⁶

La operación física del sistema la realizará en un Centro de Despacho, controlado por un operador independiente del sistema que estará encargado de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado. Debe coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura y confiable.

⁶⁶ CREG (1995)

La operación comercial del sistema la realizará un Administrador del Mercado Mayorista (AMM), que estará encargado del registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los contratos de energía en la bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información requeridos para el funcionamiento adecuado del sistema de transacciones comerciales.

Los objetivos propios del Centro de Despacho seguirán siendo básicamente los mismos, preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica del sistema (ya no en base a costos calculados, sino a ofertas declaradas) y garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión. Para ello, las funciones básicas del Centro de Despacho son planificar la operación de corto plazo del sistema, considerando la operación actual y esperada para el mediano y largo plazo, coordinar la mantención preventiva mayor de unidades generadoras. Funciones tales como calcular los costos marginales instantáneos y la valorización de las transferencias entre generadores, dejan de pertenecer al Centro de Despacho.

Las mayores y más relevantes innovaciones aparecen en la operación comercial, debiéndose definir las reglas que regirán el mercado mayorista eléctrico y el mecanismo y funciones para la operación del Mercado Mayorista.

La relación entre este mercado, o bolsa de energía y potencia (*power exchange*), y el operador del sistema es análoga a la de *futures exchange* y su *clearinghouse* afiliada. El clearinghouse opera en forma conjunta con el exchange, actuando como intermediario en las transacciones de futuros. Garantiza el comportamiento de los participantes en cada transacción. La tarea principal del clearinghouse es seguir la pista de todas las transacciones del día, de manera de poder calcular la posición neta de cada uno de sus miembros⁶⁷.

⁶⁷ Hull (1993)

A.1.1 Operación del Centro de Despacho

Existen principalmente tres razones que justifican la necesidad de un operador independiente del sistema. La primera, es asegurar el acceso libre y no discriminatorio a las redes de transmisión. La segunda es garantizar la seguridad y continuidad del servicio. Por último, asegurar la operación del sistema a mínimo costo.

Si bien estas funciones actualmente le corresponden al CDEC, es razonable esperar que ellas se realicen de mejor forma por un órgano independiente.

Evidenciar una deficiencia, o más aún, un mal manejo en alguna de las funciones anteriormente señaladas, es difícil e implicarían comportamientos ilegales, ya que estas funciones están estipuladas por ley⁶⁸.

Las fallas que suelen afectar a todo o gran parte de un sistema interconectado, se producen por un mal manejo de los márgenes de seguridad; proveniente de una mala coordinación del sistema, por una mala programación de las obras de mantenimiento, o por la falla de una central generadora sin respaldo suficiente en rotación.

Además de las fallas eventuales anteriormente descritas, otro tipo de falla en la continuidad del suministro lo constituye el déficit de energía y/o potencia por falta de generación. En este caso, es el CDEC responsable también por el manejo de los recursos hídricos en el mediano plazo.

Para las dos situaciones descritas en la historia de los CDEC se pueden encontrar variados ejemplos.

Cuando este tipo de fallas es atribuible a una mala operación del sistema, la ley 18.410 estipula sanciones. Sin embargo, el monto de las multas no tiene relación con el costo social que estos cortes de gran escala conllevan, ni con el costo

⁶⁸ Art. 171° DS N°327 de 1997

que significa para el sistema mantener un nivel de calidad adecuado. Por lo tanto, es posible concebir un mecanismo que otorgue mejores incentivos para que el operador procure mejores niveles de continuidad y calidad.

Con respecto al libre acceso a las redes de transmisión, no se tiene conocimiento de denuncias de discriminación a este respecto. Sin embargo, hay que considerar que hasta el momento no existe una competencia agresiva, y que la concentración del sector generación es muy alta, compuesta por grandes generadores, lo que en términos prácticos significa que cada componente de este sector participa en el CDEC.

Por último, no es fácil tampoco verificar que se realice una operación a costo mínimo, ya que el despacho de las distintas centrales por criterio de mérito no es suficiente, ya que en este tipo de planificación también se debe conjugar el nivel de las reservas hídricas. Por lo que el mecanismo se torna complejo, además si se considera que éstas fórmulas no son de dominio público, este proceso se hace menos transparente para los distribuidores, consumidores y posibles nuevos entrantes.

Todas estas falencias pueden reducirse en la medida que la operación se realice de manera más independiente. Idealmente se desearía que el Operador del Centro de Despacho (OCD) funcione como una empresa con los incentivos económicos adecuados, de manera que al maximizar sus utilidades se estén logrando los objetivos anteriormente señalados : continuidad, seguridad y operación a mínimo costo.

Por lo tanto se propone establecer la figura del OCD como una empresa con fines de lucro, y con un patrimonio con el cual responder ante eventuales deficiencias. Dado su carácter eminentemente monopólico, sólo puede haber un coordinador del sistema, y por ende es necesario regular sus precios.

Para asegurar la continuidad se puede elegir entre dos líneas de incentivo : a través de multas por no cumplimiento o que los ingresos estén ligados a la variable en cuestión. El primer mecanismo requiere de un organismo fiscalizador, con todas las complicaciones típicamente ligadas a la regulación, mayores costos, problemas de asimetría en la información y eventualmente problemas de corrupción.

Por el otro lado, el incentivo por el lado de los ingresos, logra que la empresa esté constantemente autoregulando su gestión, sin los escalones discretos que significa ajustarse a estándares de calidad.

La manera más sencilla de vincular el ingreso a la continuidad, es asociándolo a la energía vendida por el sistema, de manera que cada minuto de suspensión de suministro signifique menores ingresos.

Por otro lado el objetivo de lograr una operación a mínimo costo suele contraponerse al anterior, ya que para garantizar mayor seguridad se requiere aumentar las inversiones.

Se propone que la coordinación física del sistema sea realizada en forma independiente por un Operador del Centro de Despacho, de acuerdo a los precios ofertados por los agentes generadores y brokers, bajo restricciones de seguridad y calidad.

Para garantizar la independencia del operador del sistema, no basta con la sola independencia organizacional de los funcionarios del Centro de Despacho, si no también la independencia en la propiedad de dicho ente, y las empresas generadoras y transmisoras. De esta manera se busca eliminar las influencias de los agentes que por esta razón se producen, generándose conflictos de interés.

Una solución posible consiste en fijar un determinado porcentaje de participación por empresa generadora o transmisora. Sin embargo un límite por empresa incentiva a crear una serie de empresas filiales para obtener mayor control. Un límite por grupo empresarial es un tanto más difícil de fiscalizar, pero posible, sin embargo se produce otro problema, que es que en la medida que existan más participantes en el sector generación y transmisión, en conjunto pueden ir aumentando su injerencia en el organismo coordinador. Para este último problema, la solución es limitar la participación total de las empresas del sector, sin embargo en el tiempo las primeras empresas en entrar a la propiedad pueden copar el porcentaje de participación máxima, creándose por consiguiente una situación de asimetría entre los antiguos agentes del sector y los nuevos entrantes. Ya que con un porcentaje reducido de participación, si bien no se logra el control, se tiene acceso a mejor

información que la que pueden obtener los agentes externos a la propiedad del ente coordinador del sistema.

De las razones anteriormente expuestas, se puede concluir que la mejor solución es excluir a las empresas generadoras y transmisoras de la propiedad del Operador del Centro de Despacho.

Como se señaló anteriormente, el Operador del Centro de Despacho es por definición, monopólico, ya que sólo puede existir un coordinador del sistema. Por esta razón es necesario que sus ingresos sean regulados.

Para crear los incentivos económicos adecuados, es necesario ligar apropiadamente los ingresos al bien que se desea obtener, y los costos a los males que se desea evitar.

Cabe recordar que los objetivos de la existencia del Centro de Despacho, es operar el sistema a mínimo costo, preservando la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. Ambos objetivos se contraponen, por lo que es necesario balancear los incentivos para operar a mínimo costo y los incentivos para preservar la seguridad del sistema. El primer objetivo se consigue realizando un despacho bajo el criterio de orden de mérito de las ofertas de las distintas unidades generadoras. Sin embargo, para preservar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema, constantemente es necesario contravenir el estricto orden de mérito que impone la operación a mínimo costo. Para mantener la calidad de frecuencia, por ejemplo, es necesario mantener operando unidades que por sus características técnicas, y no de precio, sean capaces de regular la frecuencia del sistema. para evitar las fallas dinámicas, debido a caídas de parte del parque generador o de las líneas que lo evacuan, es necesario tener unidades rodantes, que puedan tomar carga que abastecían las unidades perdidas. También es necesario programar el despacho de las unidades hidráulicas de manera de preservar las reservas hídricas, y así asegurar el abastecimiento futuro. Se requiere coordinar el mantenimiento de las unidades de manera de no sobreexponer la seguridad del sistema.

La manera de ponderar ambos objetivos y alinearlos, es asignarle un costo a las faltas de calidad, a las fallas del sistema, y al precio marginal de

generación del sistema. De esta manera, el Centro de Despacho deberá maximizar una función de operación del sistema en el mediano plazo, conjugando los distintos factores antes señalados, asignándoles probabilidades de ocurrencia y descontándolos en el tiempo.

Con la señal de precios adecuada, la función objetivo del operador, le indicará que es más eficiente salvar el orden de mérito de un determinado instante, en pro de disminuir el precio marginal futuro, o más aún evitar el costo que significaría una falla del sistema.

El costo marginal de generación se calcula considerando los costos de los combustibles, los costos marginales de operación y mantenimiento. Pero, en el despacho deberá incluir también el costo de oportunidad del agua embalsada, y el valor esperado de las fallas del sistema.

Con los dos objetivos contrapuestos anteriormente señalados, seguridad y operación a mínimo costo, debe diseñarse el esquema tarifario para este segmento del servicio eléctrico, la operación del sistema. La manera de hacer más transparente la asignación de costos, es que el costo de la operación física del sistema sea asumido por los usuarios finales en forma explícita, ya que de ser asumido por los generadores, en un esquema de precios ofertados, de todas maneras sería traspasado a los clientes, pero ya no en forma explícita y por lo tanto transparente.

El costo de la seguridad, está dado por el costo de falla y por el nivel de seguridad deseado. El primero indica el costo de cada unidad deficitaria de energía, o potencia, mientras que el segundo la cantidad de estas unidades que se está dispuesto a aceptar, o complementariamente, que porcentaje de confiabilidad se está dispuesto a pagar. Por concepto de seguridad, al Operador del Sistema se le retribuirá por el porcentaje admitido de fallas, al precio de falla definido. De esta manera, para niveles de falla superiores a los aceptados, el sobrecosto será solventado por el Operador del Sistema, asimismo, niveles de calidad superiores al estándar, reportarán un beneficio para el Operador.

El costo de falla debe representar el costo social que implica la falta de suministro. Este costo se puede estimar a través de un proceso de encuestas,

representativas de los diferentes tipos de consumidores, de tal manera de determinar cual es el costo que le significa el déficit de suministro, o bien cual es el costo que le significa sustituir la energía deficitaria con medios de generación de respaldo. Es claro que el costo unitario de déficit para el usuario varía dependiendo de la profundidad de la falla. Se entiende por profundidad de falla al tiempo que dura el suministro suspendido. Para periodos de interrupciones mayores, o sea fallas más profundas, el costo social por unidad de energía va aumentando. Cuando las fallas son breves, muchos consumos son susceptibles de ser trasladados en el tiempo; no hay daños en los alimentos por inoperancia de los sistemas de refrigeración residenciales, comerciales o incluso industriales, con el consecuente daño económico o a la salud de las personas; o en las industrias no se alcanzan a enfriar los hornos, etc., por citar algunos ejemplos ilustrativos.

El monto del costo de falla, por el cual deberá indemnizar el Operador del Sistema, no representa una distorsión al sistema de mercado, ya que en esta misma proporción será remunerado, al igual que el monto de una prima tiene estricta proporcionalidad con el monto asegurado. Lo más importante, para que la señal sea socialmente óptima, es que el costo de falla determinado represente de la mejor manera posible el costo que tiene para los usuarios la falta de suministro. Determinar un solo valor promedio de costo de falla, adolece el problema clásico de los promedios, que es que para algunos casos se está sobreindemnizando, mientras que en otros se estará subindemnizando, ya sea para diferentes profundidades de falla, y para distintos tipos de clientes. El primer problema se puede solucionar, diferenciando el costo de falla según la profundidad de la misma. El segundo problema, es más difícil de resolver, ya que se requiere identificar, o más bien estimar el monto racionado a cada tipo de cliente, labor que debe ser realizado por el último agente de la cadena del servicio, el comercializador o el distribuidor. De esta manera, se introducen más agentes, elementos, datos y criterios al cálculo de la indemnización, con la consecuente pérdida de simplicidad y transparencia, elementos fundamentales de una buena regulación y fiscalización.

A.1.2 Operación del Mercado Mayorista

A continuación se estructura la operación del Mercado Mayorista como símil del modelo implementado en Colombia.⁶⁹

El objetivo de la presente sección es:

- a) Establecer un conjunto de reglas que regulen el funcionamiento del Mercado Mayorista en los aspectos relacionados con las transacciones comerciales realizadas entre los agentes que participan en ese mercado: contratos de energía y potencia a largo plazo, y contratos de energía y potencia en la bolsa.
- b) Proveer a los agentes participantes del mercado mayorista de un conjunto de reglas que faciliten la formación de contratos que tengan por objeto la enajenación y adquisición de energía, y su cumplimiento con la ayuda del Administrador del Mercado Mayorista (AMM).
- c) Fijar las reglas que permitan determinar, liquidar y pagar las obligaciones pecuniarias que resulten entre los agentes participantes del mercado mayorista, por los actos o contratos que se efectúen en la bolsa de energía.
- d) Facilitar la competencia entre todos los agentes participantes del mercado mayorista.

Son agentes del mercado mayorista: los generadores, los comercializadores y transportadores.

Condiciones mínimas:

- Presentar garantías financieras.
- Los generadores deben operar sus plantas según las reglas del Centro de Despacho.

⁶⁹ CREG (1995)

- Los comercializadores y generadores se obligan a participar en la Bolsa de Energía
- Someterse a la liquidación que haga el Administrador del Mercado Mayorista de todos los actos y contratos de energía en la bolsa, para que pueda determinarse, en cada momento apropiado, el monto de sus obligaciones y derechos frente al conjunto de quienes participan en el sistema, y cada uno de ellos en particular.

En el Mercado Mayorista se realizan las siguientes operaciones:

- a) Contratos de energía a largo plazo: son aquéllos en que generadores y comercializadores pactan libremente las condiciones, cantidades, y precios para la compra y venta de energía eléctrica a largo plazo.
- b) Contratos de Energía en Bolsa: Son aquéllos que se celebran a través del Administrador del Mercado Mayorista, para la enajenación hora a hora de energía, y cuyos precios, cantidades y liquidación se determinan más adelante.
- c) Prestación de servicios asociados de generación de energía al sistema de transmisión para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de electricidad.

Todos los contratos de energía a largo plazo que se celebren entre comercializadores y generadores y se liquiden en la bolsa de energía se registrarán ante el Administrador del Mercado Mayorista. La forma, contenido y condiciones establecidas en los contratos de energía podrán pactarse libremente entre las partes. Sin embargo, para que estos contratos puedan liquidarse en la bolsa de energía deben contener: la identidad de los contratantes, reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, durante la duración del contrato, las cantidades de energía a asignar bajo el contrato y el respectivo precio.

El Administrador del Mercado Mayorista no es responsable del no cumplimiento de las obligaciones que las partes de los contratos de energía asumen recíprocamente. Las obligaciones del AMM no se enmarcan como comercializador, ni dentro del proceso de compraventa de energía, sino que son de apoyo para este proceso, para lo cual actúa en la ejecución de los contratos por el mandato dado.

Objetivos de la Bolsa de Energía:

- a) establecer y operar un sistema de transacciones de energía en bloque que dé incentivos a generadores y comercializadores para asegurar que se produzcan y consuman cantidades óptimas de electricidad en la forma mas eficiente posible.
- b) proveer un conjunto de reglas que determinen las obligaciones y acreencias financieras de los agentes participantes en la bolsa, por concepto de transacciones de energía y del suministro de servicios complementarios de energía.
- c) facilitar el establecimiento de un mercado competitivo de electricidad.

Reglas de funcionamiento de la Bolsa de Energía:

Los procesos para la evaluación de las transacciones comerciales en la Bolsa de Energía se realizan a nivel horario y son los siguientes:

– Balance

En este proceso se realiza el cálculo del despacho ideal y de los consumos de energía para la asignación de los contratos de energía, con el fin de calcular los excesos o déficits para cada uno de los agentes participantes en los contratos, o para los que compran o venden energía directamente a través de la bolsa. La enajenación de energía, en cantidades superiores o inferiores a las asignadas en los contratos de energía a largo plazo, determina el objeto de los contratos de energía en la bolsa, cuyos precios se fijan según las reglas de la bolsa.

– Asignación de Contratos de Energía a Largo Plazo

En este proceso se analizan las condiciones establecidas en los contratos registrados ante el AMM para cada agente comercializador, para determinar la cantidad de energía total asignable al agente para efectos del proceso de balance, y se liquidan las diferencias respecto al despacho ideal al precio de bolsa.

– Determinación de la disponibilidad comercial

En este proceso para cada unidad o planta de generación se determina su disponibilidad comercial con base en las disponibilidades reales y las características técnicas de los equipos.

– Cálculo del precio en la Bolsa de Energía

En este proceso se determina el precio para las diferentes transacciones que se realizan en la Bolsa de Energía. El precio horario en la Bolsa de Energía es igual al precio de oferta en bolsa más alto en la hora respectiva correspondiente a las plantas generadoras requeridas en el despacho ideal que no presenten inflexibilidad.

– Cálculo de las desviaciones.

En este proceso se determina la diferencia para cada planta de generación que no participa en la regulación, entre el despacho programado y la generación real. Si esta diferencia excede una tolerancia definida se aplica un criterio de penalización establecido más adelante.

- Cálculo de las restricciones de transmisión.

En este proceso se concilian las diferencias entre el despacho real y el despacho ideal que corresponden a las restricciones en el sistema interconectado y se calcula el costo respectivo y su asignación a los agentes en el mercado mayorista.

Proceso de Balance

Determinación del despacho ideal

El despacho ideal considera el precio de oferta en bolsa de los generadores térmicos e hidráulicos y la disponibilidad comercial, para atender la demanda real para cada una de las horas del día en proceso. El despacho ideal se determina por medio del programa de despacho económico, el cual se ejecuta todos los días a posteriori al de la operación real del sistema, sin tener en cuenta las restricciones en los sistemas de transmisión y distribución local, para atender la demanda real del sistema y con la disponibilidad comercial calculada por el AMM. El programa de generación resultante se denomina despacho ideal, el cual determina

los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda real, sin considerar las restricciones del sistema de transmisión, existentes en la operación, y considerando las características técnicas de las unidades utilizadas en el despacho económico ejecutado para la operación real del sistema.

Cálculo horario de las pérdidas, de la demanda y de la generación real

En el proceso para determinar las demandas, generaciones y pérdidas en el sistema de transmisión a nivel horario se requiere de medidores en los puntos de suministro de los generadores, en los grandes clientes localizados dentro del área de otro comercializador, y en las fronteras comerciales entre comercializadores y el sistema de transmisión. Cada medidor perteneciente a una frontera comercial identifica a un agente exportador y a un agente importador. La demanda real del sistema, horariamente se calcula como la diferencia entre la generación real del sistema y las pérdidas reales en el sistema de transmisión.

Generación real del sistema

La generación real del sistema, horariamente se calcula como la sumatoria de las generaciones netas medidas a nivel horario para cada uno de los agentes generadores en sus puntos frontera.

La generación de cada agente generador se determina con base en las lecturas de su grupo de medidores. Cuando los medidores no se encuentren en el lado de alta tensión, se debe afectar la medida con el factor de pérdidas de la transformación. En cualquier caso se debe considerar la generación neta, es decir, se debe excluir el consumo propio cuando se toman de su propia generación.

Pérdidas reales en el sistema de transmisión

Las pérdidas horarias reales en el sistema de transmisión se calculan como la diferencia entre la sumatoria de las importaciones y exportaciones de energía a nivel horario en los puntos de frontera comercial del sistema de transmisión.

Mediciones agregadas de comercializadores

El consumo horario de un comercializador se determina con base en la sumatoria de sus importaciones menos la sumatoria de sus exportaciones en cada una de sus fronteras comerciales a nivel horario. Cuando se tiene un generador embebido en el área delimitada por las fronteras comerciales de un comercializador, esta generación medida se considera como una importación del comercializador. Cuando la generación embebida es mayor que la demanda del área delimitada (el área es exportadora), las pérdidas desde el nivel de tensión donde se encuentra la medida del generador hasta el sistema de transmisión donde se encuentra el comercializador ocasionadas por esa exportación se reflejan como un consumo del generador y se le restan al consumo del comercializador.

Las mediciones de demanda de un comercializador deben ser afectadas por un factor de pérdidas entre el nivel de tensión de la medida y el nivel de tensión del sistema de transmisión (o punto de referencia de la Bolsa).

El factor de pérdidas que se aplica para cada nudo, corresponden a los determinados por la CNE. El consumo del comercializador debe ser incrementado en las pérdidas correspondientes al sistema de transmisión y asignados al consumo horario de cada comercializador.

Mediciones agregadas del consumo de generadores

Para todos los generadores se suman las cantidades de energía tomadas del Sistema Interconectado y en el caso de los generadores embebidos se agregan además las pérdidas por la energía exportada del generador en la red que lleva esta energía al Sistema Interconectado. Es decir, si el valor total de la generación embebida es mayor que la demanda ajustada del comercializador donde se encuentra ubicado el generador, el generador asume las pérdidas ocasionadas en la red de distribución o de transmisión regional de este comercializador por la cantidad de energía no requerida por éste. Por lo tanto, el generador embebido asume las pérdidas necesarias para colocar la energía que exporta en las fronteras comerciales del Sistema Interconectado.

Proceso de Asignación de Contratos de Energía a Largo Plazo

En el proceso de liquidación de transacciones, el objetivo es asignar los contratos de largo plazo entre los generadores y comercializadores registrados ante el AMM, de acuerdo a su demanda comercial (demanda real afectadas por las pérdidas de transmisión y distribución). Se deben determinar los pagos en la Bolsa correspondientes a las compraventas de energía de los comercializadores cuando presentan diferencias entre sus contratos de energía a largo plazo y su demanda real.

Para cada agente comercializador se asignan horariamente sus contratos registrados ante el AMM, en el siguiente orden de prioridades:

- Primero se asignan los contratos que establezcan obligación de suministro y pago de cantidades fijas de energía firme (pague lo contratado). En este tipo de contrato el comprador se compromete a pagar toda la energía contratada, independiente de que esta sea consumida o no.
- Después se asignan los contratos de tipo ‘pague lo contratado condicional’, por orden de mérito a partir del contrato con menor precio unitario. Este tipo de contrato, en caso de ser despachado, tiene el mismo tratamiento que se le da a un contrato ‘pague lo contratado’.
- Después se asignan los contratos tipo ‘pague lo demandado’ por orden de mérito a partir del contrato de menor valor. En este tipo de contrato, el agente comprador sólo paga (al precio de su contrato) su consumo, hasta un tope máximo determinado por la cantidad de energía contratada.
- Un contrato se considera asignado cuando se requiere de él parcial o totalmente para atender el consumo del comercializador al ordenarlos por precios unitarios de menor a mayor. Si dentro del proceso de asignación de contratos existen contratos con igual precio requeridos para atender el consumo, estos contratos se consideran asignados, en forma total los pague lo contratado y en proporción a la cantidad contratada en los pague lo demandado.
- Dentro del proceso de asignación de contratos se pueden dar las siguientes circunstancias:

- Que los contratos no alcancen para atender el consumo de un comercializador. En este caso la diferencia entre el consumo horario real más las pérdidas de referencia con los contratos asignados se liquidan al precio de la Bolsa de Energía en la hora respectiva.
- Que sus contratos asignados por orden de méritos excedan la demanda real más las pérdidas de referencia. En este caso el excedente se remunera al comercializador al precio de la Bolsa de Energía en la hora respectiva.

El cálculo para los generadores se realiza al sumar las cantidades de los contratos respectivos que se hayan asignado a los comercializadores.

Si la sumatoria de las cantidades de energía de los contratos asignados excede la sumatoria de la generación en el despacho ideal de todas las unidades de generación pertenecientes al generador en la hora respectiva, el generador paga ese faltante al precio en la Bolsa de Energía para esa hora.

En caso contrario, el generador recibe por la generación adicional a la cantidad asignada en sus contratos una remuneración correspondiente al producto de la cantidad adicional por el precio en la Bolsa de Energía para esa hora.

Con el Sistema Interconectado se evalúa horariamente la diferencia entre las pérdidas de referencia y las pérdidas reales. Los transportadores reciben o pagan a la bolsa la diferencia entre estas pérdidas al precio en la bolsa en la hora respectiva.

También en este proceso, se calculan los pagos para los generadores no despachados centralmente que son agentes del Mercado Mayorista, ocasionados por las transferencias de energía de estos agentes, los cuales se liquidan al precio en la Bolsa de Energía.

Los generadores no despachados centralmente y registrados ante el AMM no se consideran para propósitos de fijar el precio en la Bolsa; sin embargo, la parte de su generación inyectada al sistema (no contratada) debe ser pagada al precio de la energía en la Bolsa.

Proceso de Determinación de la Disponibilidad Comercial

El objetivo es calcular la disponibilidad comercial, la cual es utilizada para ejecutar el despacho ideal. La disponibilidad comercial, calculada por el AMM, considera la declaración de disponibilidad de los generadores, modificada cuando se presentan cambios en las unidades de generación en la operación real del sistema (disponibilidad real).

La disponibilidad real corresponde a la disponibilidad promedio calculada a partir de la fecha de los eventos que modifican la disponibilidad de las unidades de generación de los generadores así como de la disponibilidad reportada al Centro de Despacho al ocurrir el cambio de estado de la unidad.

El proceso para la determinación de la disponibilidad, a ser utilizada en el Mercado Mayorista, parte de la disponibilidad horaria declarada utilizada en el proceso de redespacho realizado en el Centro de Despacho. Esta disponibilidad se actualiza cuando se presentan cambios en las unidades de generación durante la operación real del sistema, con el valor de la disponibilidad media de la hora en que se efectúa el cambio. Para el cálculo de la disponibilidad comercial se consideran los siguientes parámetros técnicos de las unidades de generación: velocidad de toma de carga, tiempo de descarga, tiempo mínimo de operación, carga sincronizante y tiempo de calentamiento.

Se identifican varios procesos dependiendo del estado de la máquina. Uno para unidades en falla, otro para unidades sin falla y un tercero indisponibilidades parciales.

Disponibilidad para unidades sin falla

A partir del estado operativo de la unidad de generación se evalúa su potencial de generación real de acuerdo a la capacidad reportada para la hora, considerando los parámetros técnicos de cada unidad. Esta disponibilidad es la que se considera en el despacho ideal.

Disponibilidad para unidades con falla

Se consideran unidades con falla aquellas que tienen un potencial de generación nulo o no confiable. Pero se consideran para el cálculo de disponibilidad aquellas unidades que hayan reportado que están disponibles. El modelamiento de su disponibilidad es función de sus parámetros técnicos luego de reportada la superación de la falla, la cual puede ser parcial o total. La disponibilidad determinada por el anterior criterio es la que se considera en el despacho ideal.

Función disponibilidad

El AMM dispone de la siguiente información:

- Disponibilidades reales horarias evaluadas por el Centro de Despacho a partir de los eventos y cambios de estados de generación reportados por los sistemas y que no consideran variables tales como tasas de toma de carga, tiempos requeridos para que la máquina pase de frío a caliente, etc., y tienen en cuenta si la indisponibilidad fue ocasionada por fallas externas a la máquina (Centro de Despacho ordenó el disparo o el disparo se ocasionó por fallas en el sistema de transmisión, o su salida fue ocasionada por un evento de generación en otra unidad del sistema).

Proceso de Cálculo del Precio en la Bolsa de Energía

El precio en la Bolsa de Energía representa un precio único para el sistema interconectado en cada período horario y, en condiciones normales de operación, corresponde al precio de oferta más alto de las plantas flexibles programadas en el despacho ideal para la hora de liquidación. Es decir, los precios de oferta de plantas inflexibles no pueden determinar el precio de bolsa.

En condiciones de racionamiento o de intervención de los precios de oferta, el precio en bolsa se eleva al costo de racionamiento.

Identificación de unidades inflexibles

En la declaración de disponibilidad de los generadores del día anterior al despacho, cada generador notifica la inflexibilidad en la operación de sus unidades generadoras. Sin embargo, durante la ejecución de la operación se puede modificar la inflexibilidad, las cuales pueden ocurrir por:

- Una unidad puede estar programada en tal forma que es incapaz de cambiar su generación para suministrar demanda adicional incremental (variación positiva o negativa) del sistema y por lo tanto no entra en el cálculo del Precio en la Bolsa de Energía. (ej: unidades con generación restringida por límites de exportación de áreas o por limitaciones de nivel de embalses o número de unidades en línea).
- Una unidad es inflexible cuando por sus características técnicas, su generación programada en el despacho ideal para la hora, presenta limitantes que origina cambios en el programa de generación en por lo menos una unidad de generación con menor precio de oferta.
- Una unidad es inflexible cuando por cualquier condición después del cierre del período de ofertas y antes del período definido para reporte de información al redespacho, el generador modifica su disponibilidad declarada para el despacho económico.

Identificación de racionamiento

El racionamiento de energía se establece por la decisión de efectuar un racionamiento programado de energía de acuerdo a los procedimientos establecidos.

Para determinar un racionamiento de potencia se procede en la siguiente forma:

- Se calcula la demanda máxima para los períodos de liquidación afectados, como la suma de la demanda máxima medida, incrementada con las pérdidas de referencia del Sistema Interconectado y con toda la carga no atendida.

- Se determina la disponibilidad de generación para los mismos períodos de liquidación.
- Si la demanda máxima calculada excede la disponibilidad a utilizar para la determinación del despacho ideal se está en una situación de racionamiento de potencia.

Precio horario en la Bolsa de Energía en condiciones normales de operación

Para determinar el Precio horario en la Bolsa de Energía, se procede en la siguiente forma :

- Se identifican todas las unidades generadoras que presentan inflexibilidad, con el propósito de no tener en cuenta sus precios de oferta para la determinación del Precio en la Bolsa de Energía.
- El Precio en la Bolsa de Energía se determina como el mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el Despacho Ideal y que no presentan inflexibilidad.

Precio en la Bolsa de Energía en condiciones de racionamiento

Si existe un racionamiento de energía o potencia el precio en la Bolsa de Energía se determina de la siguiente manera:

Racionamiento de potencia: el precio en la Bolsa de energía para esa hora corresponde al costo de racionamiento asociado al primer segmento de la función de costo de racionamiento.

Racionamiento de energía: el precio en la Bolsa de energía para esa hora es el valor correspondiente en la función de costo de racionamiento de acuerdo con el racionamiento declarado, para esa profundidad de falla.

Proceso de Cálculo de Desviaciones y Penalización

Esta función tiene por objeto efectuar la compensación (positiva o negativa) que se debe aplicar a los generadores para cada uno de sus recursos

ofertados, debido a las diferencias entre el despacho ideal, con base al cual se atienden los contratos de energía a largo plazo y la generación real.

Por otro lado, también se cuantifica la desviación que presenta la generación real de los generadores, respecto de su generación programada (dada en el Redespacho) por cada recurso ofertado, la cual genera un cobro al generador, si este generador no ha participado como regulador en el Sistema en la hora en proceso y se encuentra por fuera de un rango de tolerancia previamente determinado.

La diferencia entre el despacho ideal y el despacho programado representa los costos inevitables de la operación al tener en cuenta las restricciones normales o eventuales del Sistema Interconectado (restricciones eléctricas, reserva rodante, reserva para la regulación de frecuencia y tensión, etc.).

Puesto que la asignación de contratos de energía a largo plazo y las transacciones de energía en la bolsa para satisfacer la demanda, se realizan con base al despacho ideal, es necesario evaluar la compensación (positiva o negativa) que se debe a ser a los generadores, ya que ellos generan de acuerdo a con el despacho programado por el Centro de Despacho, con las restricciones.

Esta compensación en cada caso, se paga al precio de reconciliación, que está definido como el precio de oferta horario de cada recurso.

Adicionalmente, como subproducto de esta operación, también se determinan los sobrecostos operativos de las restricciones, calculados como la sumatoria algebraica de los pagos y los cobros de reconciliación.

El proceso de cálculo de penalizaciones se realiza diariamente para cada uno de los períodos horarios, aplicándose a los generadores que no se definan para la hora en proceso como reguladores del sistema, de la siguiente manera:

Para aquellos generadores diferentes a los que participan en regulación, que se desvíen del despacho programado horario (resultado del Redespacho) en una franja de tolerancia definida como el 5 % de la generación en cada planta o unidad, se afectan sus transacciones comerciales de la siguiente manera:

- Si la planta de generación o la unidad, según la oferta, generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de penalizaciones a la Bolsa de Energía el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de bolsa para esa hora.

El dinero que horariamente se determine en la bolsa de energía por penalizaciones corresponde a los comercializadores, para traspasarlo a sus clientes.

Proceso de Cálculo de las Restricciones de Transmisión

Para evaluar el costo de las restricciones en el Sistema Interconectado y en los de distribución local, se consideran los precios de oferta de los generadores térmicos e hidráulicos y las diferencias entre la generación real y la generación en el despacho ideal, y se procede de la siguiente manera:

- Se calcula la diferencia entre la generación real y la generación en el despacho ideal para cada unidad de generación o planta, de acuerdo con la oferta presentada.
- Si la diferencia es positiva, los transportadores pagan la diferencia al precio de oferta del generador, y el generador recibe una suma igual.
- Si la diferencia es negativa, el generador paga la diferencia valorada a su precio de oferta, y los transportadores reciben una suma igual.

Información a Suministrar en el Mercado Mayorista

- En los contratos de energía a largo plazo se debe suministrar información suficiente para determinar hora a hora las cantidades de energía exigibles bajo estos contratos y los precios respectivos, tipo de contrato y período de vigencia del contrato.

- Los comercializadores deben presentar la información de curvas típicas de demanda a nivel horario en la forma solicitada por el AMM, cada vez que se presenten cambios significativos o cuando se efectúen nuevas mediciones.
- Los generadores deben reportar diariamente al AMM la generación horaria de cada una de sus plantas hidráulicas y de las unidades térmicas correspondiente al día anterior, antes de las 8 horas del día en curso, registrada en los medidores que para el efecto se tienen dispuestos en sus fronteras.
- Los comercializadores deben reportar diariamente al AMM la demanda horaria en cada una de sus fronteras correspondiente al día anterior, antes de las 16 horas del día en curso, registrada en los medidores que para el efecto se tienen dispuestos en sus fronteras.

El AMM realiza el proceso de liquidación un día hábil después del recibo de todas las mediciones de energía en las diferentes fronteras comerciales, suministrando toda la información que soporta todos los ítems de las facturas y de las liquidaciones:

- Soporte de factura y orden de pago - diario con detalle horario y mensual con detalle diario
- Despacho real de cada contrato de energía a largo plazo por el vendedor y el comprador - diario con detalle horario y mensual con detalle diario
- Reporte general de las transacciones por cada agente - diario y mensual
- Reporte de lecturas de medidores - diario con detalle horario
- Reporte de desviaciones y restricciones por agente - diario con detalle horario y mensual con detalle diario
- Reporte de disponibilidad comercial por agente - diario con detalle horario
- Demanda real de energía y potencia por agente - diario con detalle horario y mensual con detalle diario

- Demanda, generación y pérdidas acumuladas por agente - en un rango de tiempo menor a tres meses

A.1.3 Características que se Mantienen

Transmisión – distribución

El sistema de peajes pagado por las empresas oferentes y/o demandantes, debe de cubrir los costos de operación y mantención, la anualidad de la inversión, y las pérdidas. Es fundamental que se pague a las empresas de transporte un monto reconocido de pérdidas, calculado bajo algún concepto de eficiencia, de manera tal de mantener un incentivo para estas empresa a invertir para reducir sus pérdidas para ajustarse o incluso sobrepasar el nivel de pérdidas reconocido.

En este aspecto el sistema colombiano, no incentiva la eficiencia en el sector de transmisión, ya que las pérdidas del sistema se prorratean entre los comercializadores, según su demanda.

El sistema actual de pago de indemnizaciones por uso de las instalaciones de transmisión, contempla dos tipos de pago: el ingreso tarifario y los peajes adicionales. El primero calculado a partir de un criterio marginalista, no cubre los costos de operación y mantención, y la anualidad de las inversiones. Sólo cubre el costo de las pérdidas, que están directamente relacionadas con la energía y potencia transportadas.

Cada generador paga el ingreso tarifario, dentro de su área de influencia, y un peaje adicional fuera de ésta.

Modelo binómico

Es económicamente conveniente mantener la separación de los productos energía y potencia, esto permite una mejor asignación de recursos ya que relaciona de mejor manera costos con precios.

El costo de la energía es eminentemente variable y marginal, depende del costo de los insumos directamente utilizados en su producción. El costo de la

potencia está relacionado con la capacidad instalada, por ende la inversión, y la operación y mantención de dicha capacidad. Las instalaciones deben estar dimensionadas para satisfacer la demanda máxima su sistema. Dado esto, el costo de la potencia se traduce en un costo fijo durante todo el resto del tiempo.

Utilizar un sistema de precios monómicos, presume una cierta composición de consumo de energía y potencia. Si el factor de carga subyacente para el conjunto de clientes está bien calculado, entonces el precio global medio será el mismo. Sin embargo, entre los distintos consumidores existirán subsidios cruzados, de aquéllos con mayores factores de carga, a los consumidores con menores factores de carga, o sea, aquéllos que utilizan más potencia en proporción a la energía que consumen. Además, para todos los clientes, se pierde el incentivo a utilizar racionalmente la capacidad instalada, al desaparecer su señal directa de precios, el precio de la potencia.

Contratos spot de energía y potencia

No hay que olvidar que las compras spot son también contratos. Las compras de energía son las más dinámicas, ya que su precio y cantidad son transadas todas las horas del año. La potencia, siguiendo el precepto de que es el costo de la capacidad instalada necesaria para cubrir la demanda máxima, se contrata para todo el año en las horas de punta, donde ocurren las demandas máximas.

De esta manera, en las horas de punta se contrata la potencia para cubrir el aumento de la demanda y para cubrir los contratos vencidos. Cada kW aquí contratado se pagará durante los próximos doce meses al precio spot de la potencia al momento de efectuar el contrato.

Los contratos spot de energía se realizan por bloques horarios por lo que no es atinente incorporar fórmula de indexación alguna. En cambio el precio de la potencia se arrastra por un año, por lo que es considerable un método de indexación. Sin embargo, para definir el precio de bolsa se utilizan los precios instantáneos, para realizar el orden de mérito. O puesto de otra manera, no se puede hacer un ranqueo cierto, combinando precios presentes y fórmulas de indexación. Para que el sistema de cálculo del precio de bolsa opere, se deben comparar precios de productos

idénticos, por ende si se quiere incorporar un mecanismo de indexación, este debe ser el mismo para todos, en parámetros, participación y periodicidad. Por ejemplo, uno sencillo y apropiado puede ser el dólar, aplicado semestralmente.

ANEXO B : OTRAS REGRESIONES DE DEMANDA

En el Capítulo IV se desarrollaron modelos de regresión de demanda con el propósito de determinar los coeficientes de los precios, y así obtener las respectivas elasticidades. Adicionalmente, se incorporaron variables de racionamiento para obtener información acerca de este acontecimiento.

Sin embargo, si se levantan los objetivos anteriormente señalados, es posible encontrar modelos más compactos que expliquen la función de demanda.

Entre las distintas combinaciones ensayadas, los modelos que con menos variables explicaron la demanda razonablemente fueron:

$$q'_{i,j,T} = \beta I_{j,T} + \tau C_{j,T} + E_{i,j,T} \quad i = 1 \quad (\text{B.1})$$

$$q'_{i,j,T} = bp_{i,j,T} + \beta I_{j,T} + E_{i,j,T} \quad i = 1, 2. \quad (\text{B.2})$$

donde

$$q'_{i,j,T} = q_{i,j,T} \cdot 30 / d_{j,T}. \quad (\text{B.3})$$

en que:

$q_{i,j,T}$: cantidad de unidades del bien i en el mes j en el año T

$p_{i,j,T}$: precio por unidad del bien i en el mes j en el año T

$I_{j,T}$: índice mensual de actividad económica: IMACEC, del mes j en el año T

$C_{j,T}$: temperatura media mensual en el mes j en el año T .

$E_{i,j,T}$: error de la regresión para el bien i en el mes j en el año T

$d_{j,T}$: cantidad de días del mes j en el año T .

b, β, τ son los coeficientes de regresión de las variables anteriormente indicadas.

Como variable explicativa de la estacionalidad, se utilizó la temperatura media mensual, variable que también está muy ligada a la luminosidad. Sin embargo, para salvar el problema de la disímil extensión de cada mes, la regresión se ajustó para meses normalizados de treinta días, función que puede invertirse para obtener el resultado en su extensión real.

Se contempló también, utilizar variables especiales para meses de marcada estacionalidad, como son los meses de enero y febrero por vacaciones, o septiembre por la cantidad de días feriados, sin embargo, no resultan relevantes para el resultado de la regresión.

Los resultados de la regresión fueron:

Tabla B.1: Resultados Regresión Compacta de Demanda

Variable		Coeficiente			
			$q1$	$q2$	$q3$
Cantidad					
Precio	p	b	-	-337	-224
IMACEC	I	β	985	358	239
Temperatura	C	τ	-2.916	-	-
Valor test de Fisher			10.800	10.160	10.160
Número de variables			2	2	2
Grados de libertad			94	94	94
Probabilidad test de Fisher			0,000	0,000	0,000
Error estándar residual			10.650	4.111	2.741
Coeficiente de correlación			0,9957	0,9954	0,9954

En el caso de los bienes 2 y 3, no se utilizó la variable temperatura, ya que se comprobó a través de los test t, que no eran variables explicativas. En el caso del bien 1, donde los coeficientes de estacionalidad no eran suficientemente explicativos, la variable temperatura demostró mayor grado de significancia, sin

embargo, la representatividad del coeficiente del precio disminuía por debajo del 95% de confianza, siendo susceptible de ser eliminada. Todos los coeficientes seleccionados satisfacen el test t, según se muestra en la tabla siguiente:

Tabla B.2: Test de Coeficientes Regresión Compacta

Coef.	Valor test t-student			Valor Probabilidad		
	<i>q1</i>	<i>q2</i>	<i>q3</i>	<i>q1</i>	<i>q2</i>	<i>q3</i>
<i>b</i>	-	-9,671	-9,671	-	0,0000	0,0000
β	57,403	49,386	49,386	0,0000	0,0000	0,0000
τ	-12,777	-	-	0,0000	-	-