

68879

UNIVERSIDAD NACIONAL DE RÍO CUARTO



FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

T.679

Tesis Presentada para la obtención del Grado de Magíster en
Administración Estratégica de Empresas

DUCCANTO, P. E.
Métodos Aplicables e

2010

68879

**Titulada: Métodos aplicables en la tarificación de la
Distribución Eléctrica en zonas de baja densidad poblacional,
basados en Metodologías de Price-Cap y Yardstick
Competition**

Autor: Pedro Enrique Ducanto

Director: Mgter. Ernesto Bosch

Febrero 2010

68879

REF:
Classif:
T-67P



**A mis padres, que siempre me guiaron
a Sandra, que siempre entiende y atiende
a mis hijos, siempre**

AGRADECIMIENTOS

Agradezco profundamente el aporte de a esta altura mi amigo y guía en estos temas Ernesto Bosch.

A la Universidad Nacional de Río Cuarto, pública y gratuita, que me permitió pensar y desarrollarme libremente.

A mis compañeros de trabajo de la Facultad de Ingeniería, ya que sin su valiosa ayuda desde la más simple como compartir un café hasta cuestiones de consulta de temas y formas, no hubiera podido concluir mi trabajo.

A Flavia por su aporte incondicional en el resumen presente.

TABLA DE CONTENIDOS

AGRADECIMIENTOS	3
TABLA DE CONTENIDOS.....	4
ÍNDICE DE FIGURAS.....	10
RESUMEN.....	11
ABSTRACT	; Error! Marcador no definido.
I. INTRODUCCIÓN	16
1.1 Actividades a desarrollar	16
1.2 Objetivo de la Tesis.....	16
1.3 Método de relevamiento de la información.....	17
1.4 Antecedentes del tema.....	17
1.5 Bibliografía.....	18
1.5.1 Bibliografía Específica.....	18
1.5.2 Bibliografía Básica de soporte	20
II. INTRODUCCIÓN A LOS MERCADOS ELÉCTRICOS.....	22
2.1 Caso Argentino.....	22
2.2 Mercado Eléctrico de la Distribución de Energía Eléctrica	24
2.2.1 Aspectos Técnicos.....	24
a) Líneas eléctricas de distribución	24
i) Redes de baja tensión.....	25
ii) Redes de media tensión	25
iii) Redes de alta tensión	25
b) Topologías de las redes de distribución	26
i) Sistemas radiales.....	26
ii) Sistemas en anillo	26
iii) Sistemas enmallados.....	27
2.2.2 Densidad del mercado de la Distribución	27
a) Densidad.....	27
i) Parámetros que miden la densidad.....	27
b) Densidad en jurisdicciones de distribuidoras cooperativas en la Provincia de Córdoba - Argentina.....	29
2.2.3 Eficiencia.....	29
a) Número de clientes por operario	29
b) Pérdidas porcentuales.....	30

c) Medición de eficiencia en jurisdicciones de distribuidoras cooperativas en la Provincia de Córdoba - Argentina.....	30
III. COSTOS A TENER EN CUENTA EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	33
3.1 Costo de oportunidad del capital	34
3.1.1 Estructura del capital	35
3.1.2 Costo de capital propio.....	36
a) La tasa libre de riesgo (rf)	38
b) La tasa de mercado (rm)	39
c) El Beta.....	41
i) Ajustes del beta por el riesgo regulatorio	44
d) Ajustes del método CAPM por riesgo país	44
3.1.3 Costo de la deuda	45
3.1.4 Medición del Capital invertido.....	47
a) Costo histórico o valor amortizado	47
b) Costo de sustitución o Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	48
c) Costo de reposición	48
d) Justo valor	48
3.1.5 Conclusión sobre formas de medir capital inmovilizado	49
a) Como se compone el VNR.....	49
i) Instalaciones Eléctricas.....	49
ii) Instalaciones muebles e inmuebles	50
iii) Capital de trabajo	50
iv) Bienes intangibles	50
v) Intereses intercalarios.....	51
b) El VNR según la Densidad eléctrica de servicio	51
3.1.6 Efecto de las economías de ámbito en el costo de capital.....	52
3.2 Costo de Operación y Mantenimiento.....	54
3.2.1 Componentes de costos operacionales	54
3.2.2 Efecto de las economías de ámbito	55
3.2.3 Otras consideraciones.....	56
3.3 Costo por la compra de Energía y Potencia	56
3.3.1 Origen del precio de generación.....	57
a) Mercado a término	57
b) Mercado Spot	58

i) Costos Marginales de corto plazo	58
ii) Análisis del mercado spot	62
c) Precios estacionales a los Distribuidores	63
i) Programación estacional	63
- Demanda de Energía Eléctrica	63
- Evolución de la demanda	64
- Oferta de Energía Eléctrica	65
- Precios Estacionales para los Distribuidores	66
ii) Fondo de estabilización	68
3.3.2 Origen de precios del Transporte	69
Precios del transporte	72
a) La energía transportada	73
b) Los cargos por conexión	73
c) Cargos de capacidad de transporte	73
d) Conclusión cargos por transporte	74
e) Reglamentos de conexión	76
f) Expansión del sistema	76
3.4 Costo de las pérdidas	76
3.5 Costo de depreciación del capital	77
IV. EL MONOPOLIO DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	80
4.1 Monopolio	80
4.1.1 Monopolio Natural	80
a) Economías de escala	81
b) Subaditividad de costos	83
c) Economías de ámbito	83
i) Productividad de la distribución de energía eléctrica	84
d) Barreras de entrada	84
V. PRECIOS DE LA DISTRIBUCIÓN SOBRE LA BASE DE TEORÍAS DE	
COSTO	86
5.1 Costos de Producción	86
5.1.1 Costo Marginal (CMg)	86
a) Determinantes del costo marginal a corto plazo	86
b) Determinantes del costo marginal en el largo plazo	87
5.1.2 Demanda de potencia y energía	88
a) Que deben pagar los consumidores	90
5.2 Diseño de precios	91
5.2.1 Equilibrio comercial	94

5.3	Categorías de clientes.....	95
5.3.1	Densidad eléctrica del área donde se hallan ubicados.....	95
5.3.2	Ubicación de la conexión en la red	95
5.4	Tipos de Tarifas.....	96
5.4.1	Pequeños consumidores – Clientes Residenciales y Pequeños Comercios	96
5.4.2	Grandes consumidores	97
5.5	Cargos fijos	98
REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA		101
6.1	El Objetivo de la regulación.....	103
6.2	Regulación por incentivos.....	105
6.2.1	Modelos de regulación por incentivos.....	107
a)	Regulación por tasa de retorno o costo de servicio (Rate of Return).....	107
i)	Determinación de los costos medios.....	108
ii)	Costos de operación y mantenimiento	108
iii)	Depreciación	108
iv)	Impuestos	108
v)	Costo de oportunidad del capital.....	109
vi)	Otros Ingresos	109
vii)	Inconvenientes que genera el modelo.....	109
b)	Regulación mediante competencia referencial (Yardstick competition)	110
i)	Empresas idénticas.....	111
ii)	Inconvenientes que genera el modelo	112
iii)	Mejora del modelo.....	112
iv)	Conclusiones	113
c)	Regulación por incremento de precios regulados (Price-Cap).....	113
i)	Modelo de Vogelsang - Fisinger.....	113
ii)	Modelo de Littlechild	115
iii)	Ejemplos de utilización del IPC-X	117
d)	Regulación por ingresos máximos regulados (Revenue-Cap)	117
i)	Modelo de Revenue-Cap.....	117
6.3	Ventajas y desventajas de los métodos de regulación.....	122
6.4	Modelos utilizados en América Latina.....	125
VI. REGULACIÓN EN ZONAS DE BAJA DENSIDAD ELÉCTRICA		127
7.1	Análisis de Mercado.....	127
7.1.1.	Modelo de análisis económico de empresas con Objetivos Comerciales	
	128	
a)	Mercados rentables.....	128
b)	Maximización del Beneficio	128

i) Responsabilidad social empresarial	129
ii) Hacia el nuevo concepto empresarial	130
7.1.2. Modelo de análisis económico de empresas con Objetivos Sociales	131
a) Minimización de costos.....	131
7.2 Contexto	132
7.2.1 Las cooperativas de electricidad.....	132
a) Fortalezas y debilidades de las empresas cooperativas	133
i) Ventajas	133
ii) Desventajas	134
7.2.2 Comparación de tarifas entre Empresa Pública – Empresa Privada – Cooperativa	135
7.3 Modelado de un sistema tarifario	135
7.3.1 Supuestos y consideraciones	135
7.3.2 Costos	136
a) Costos de compra	136
b) Costo de distribución	136
c) Función de costos	137
i) Precios.....	138
ii) Beneficio de la distribuidora.....	139
iii) Excedente de los consumidores	139
7.3.3 Regulación.....	139
a) El método de los multiplicadores de Lagrange	141

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla II.1 Indicadores de densidad - C.E. O. y S. P. Achiras Ltda.....	29
Tabla II.2 Eficiencia - C.E. O. y S. P. Achiras Ltda.....	30
Tabla III.3.1: Reprogramación estacional – Agosto – Octubre 2009	64
Tabla III.3.2: Demanda – Agosto – Octubre 2009	65
Tabla III.3.3: Despacho real 2008 y previsto – Agosto – Octubre 2009.....	66
Tabla III.3.4: Precios previstos – Agosto – Octubre 2009.....	67

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura III.1.1: Variación de la cotización de los T-Bonds – Agosto2008 a Agosto 2009 -	39
Figura III.1.2: Índice S&P500 – Serie de 5 años	41
Figura III.1.3: Índice S&P500 – Serie de 50 años	41
Figura III.2.1: Precios Horarios Mercado Spot – CAMMESA	62
Figura III.3.2: Precios monómicos – Mercado Spot – CAMMESA	63
Figura III.3.3: Precios monómicos sancionados y Spot - CAMMESA	68
Figura III.3.4: Mapa de la red de transporte en la Argentina – CAMMESA	71
Figura IV.1.1: Curvas de Costo marginal y Costo medio Largo plazo	82
Figura V.1.1: Curvas de Costo marginal y costo medio de pequeño y largo plazo	88
Figura V.1.2: Demanda de potencia de Punta y Fuera de Punta.....	90
Figura V.2.1: Demanda de potencia	93
Figura VI.1: Monopolio. Curva de demanda de mercado.....	101
Figura VI.2: Costo social por pérdida de excedente.....	103
Figura VI.3: Incentivos a la minimización de costos	106
Figura VI.1.1: Efecto Crew-Kleindorfer	121
Figura VII.1: Tipos de empresas y su relación con el objetivo y la propiedad de las mismas	127
Fig. VII.2: Curvas de Costo – Ingreso – Beneficio	129
Figura VII.3 – Demanda del Sistema de Distribución.....	138

RESUMEN

En las últimas décadas el Sector Eléctrico ha sufrido un gran proceso de reestructuración a nivel mundial, del cual uno de los principales logros ha sido el cambio de paradigma de empresas integradas verticalmente en todas las actividades del mercado, al actual de división del mismo en Generación, Transmisión y Distribución, con gran participación de empresas privadas, con libre competencia para la Generación y mercados regulados para la Transmisión y la Distribución.

Particularmente la Distribución puede considerarse el sector más importante y complejo de los tres ya que en el se plantea la relación directa entre la Distribuidora y el Cliente que recibe el servicio. Este mercado es un monopolio natural, entendiendo a partir de ello que se requiere intervención del Estado a fin de lograr el bienestar óptimo social, donde tarifas y calidad de servicio y producto representan los pilares sobre los que debe actuar la regulación.

Los objetivos de la regulación en la distribución se pueden resumir en:

- Crear fuertes incentivos para minimizar los costos
- Promover una inversión en capital eficiente
- Buscar el óptimo social
- Asegurar el recupero de los costos razonables de las empresas y un retorno justo sobre la inversión
- Incentivar a la revelación de información para minimizar la asimetría de información.

Los modelos de regulación pueden considerarse como de *regulación por incentivos*, identificándose entre ellos los modelos de Price Cap, Revenue Cap, Yardstick Competition, como los más importantes, y por otro lado la *regulación por Costo de Servicio*. Cada uno de estos modelos tiene variantes en términos de la frecuencia de fijaciones tarifarias, mecanismos de reparto de beneficios entre usuarios e inversionistas y algunos factores determinantes en el comportamiento de la eficiencia de las firmas bajo la regulación. Se puede destacar sí, el hecho que mientras más largos sean los períodos de vigencia de tarifas, mayores incentivos tiene la firma para minimizar sus costos.

Particularmente para el Sector Eléctrico Argentino desde el año 1991 se ha implementado una nueva regulación, debido a la aplicación de nuevas normativas que rigen el mismo.

El nuevo marco regulatorio Nacional trajo aparejados algunos cambios de aplicación inmediata y que afectaron a las Empresas Provinciales, sobre todo en la parte de distribución del producto energía y del producto potencia, tratando que los usuarios finales puedan percibir una reducción de los precios relativos en las tarifas a pagar. En primer lugar, los grandes usuarios que antes estaban bajo el monopolio exclusivo de su Distribuidor Provincial, ahora pueden comprar a otros agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), este límite de grandes usuarios está siendo disminuido lo que, por lo menos en teoría, permite a un gran número de usuarios menores hacer el pasaje al mercado distribuidor mayorista con negociación directa con los generadores de energía y solamente usar la transmisión y la distribución como peaje para el transporte del producto. Por otro lado es de esperar que los consumidores cautivos puedan presionar sobremanera si resulta una gran diferencia en los costos entre las Provincias.

En este caso la ley que regula la actividad eléctrica en la Provincia de Córdoba es la 8837, que toma como marco de referencia los tres rubros que sustentan la actividad del sector; Generación, Transmisión y Distribución.

Dentro del mercado de la distribución eléctrica se hallan las Cooperativas Eléctricas, a quien el estado a través del ERSeP¹ le ha delegado la distribución de energía, particularmente en zonas de menor densidad eléctrica y en las más desfavorables desde el punto de vista económico y/o por lo inhóspito del lugar.

Esta relación entre las cooperativas, que son empresas de base social, y la baja densidad eléctrica, indefectiblemente deviene en que el análisis para definir el modelo de regulación no debe hacerse solamente considerando la maximización del beneficio como la razón principal por la cual se puede predecir el desempeño de las empresa cooperativa, sin en ello cometer un error de magnitud, como es si factible hacerlo para el caso de empresas de base comercial ya sean estas públicas o privadas.

En este caso particular hay que basar el análisis, tal cual lo definen la estrategias de las cooperativas, en los menores costos, sabiendo que estos serán definidos para cada caso particular en el cual se tiene que incorporar el contexto tan variable en el cual conviven.

¹ ERSeP: Ente Regulador de los Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba

ABSTRACT

In the last decades the electricity sector has undergone a major restructuring process worldwide, of which one of the main achievements has been the paradigm shift from vertically integrated companies in all market activities, the current division of the same Generation, Transmission and Distribution, with broad participation of private enterprises, with free competition for Generation and for the regulated markets for Transmission and Distribution.

In particular the distribution sector can be considered the most important and complex of the three, because it raises the direct relationship between the Distributor and Customer to receive the service. This market is a natural monopoly, meaning necessary state intervention is required to achieve optimal social welfare, where rates and quality of service and products represent the pillars upon which the regulation must act.

The objectives of regulation the distribution can be summarized as:

- Create strong incentives to minimize costs
- Promote efficient investment of Capital
- Search the social optimum
- Ensuring the recovery of reasonable costs for businesses and a fair return on investment
- Encourage disclosure information to minimize your asymmetry

Two models of regulation can be considered: Regulation by Incentives (the most important are Price cap, Revenue Cap and Yarstick Competition) and Cost-of-service regulation.

Each of these models has variants in terms of frequency of tariff fixation, benefit sharing mechanism between users and investors, and some important factors in the behavior of the efficiency of firms. It can highlight the fact that the longer the periods of validity of rates, the firm has greater incentives to minimize costs.

Particularly for the Argentine electricity sector since 1991 has implemented a new regulation, due to the implementation of new regulations governing the same.

The new national regulatory framework brought with it some changes for immediate implementation and affected provincial enterprises, especially in the energy and potency, trying to end users perceives a reduction in relative prices price to pay. First, the heavy users who were previously under the exclusive monopoly of the Provincial Distributor can now buy to other members of the Wholesale Electricity Market (MEM),

this limit of large users is being reduced so that, at least in theory, allows a large number of users under passage to the wholesale distributor market negotiate directly with power generators and only use the transmission and distribution as toll for the transportation of the product. In addition it is hoped that captive consumers to pressure greatly if it is a big difference in cost between the Provinces.

In this case the law regulating the electrical activity in the province of Cordoba is the 8837, which takes as its framework the three areas that underpin the sector activity; Generation, Transmission and Distribution.

Within the electrical distribution market are electric cooperatives, whom the state through ERSeP has delegated the power distribution, particularly in areas of low power density and in the most unfavorable from the standpoint of economic and / or so inhospitable place.

This relationship between cooperatives, which are socially based businesses, and low power density, which inevitably becomes the analysis to define the regulatory model should not be only considering profit maximization as the main reason why we can predict the performance of the cooperative enterprise without committing an error in this magnitude, as is whether it feasible for companies to commercially based and whether public or private.

In this particular case is to base the analysis, as they define the strategies of cooperatives in lower costs, knowing that they will be identified for each particular case in which one has to incorporate the highly variable context in which they live.



CAPITULO I

Introducción

I. INTRODUCCIÓN

1.1 Actividades a desarrollar

Se realizará una revisión bibliográfica con el objeto de introducir conceptos de regulación de servicios públicos y de microeconomía, de necesario entendimiento para poder incorporar el estudio regulatorio previsto, amén de introducir conceptos de organización de mercados regulados.

Se analizará la constitución de los costos que inciden en la determinación de una tarifa en la Distribución de Energía Eléctrica.

Se estudiarán las distintas metodologías de regulación, tendientes a verificar como se distribuyen y asignan los costos para los estudios tarifarios, como se determina los niveles eficientes de costos y cuáles son las estimaciones para la reducción de los mismos.

Se realizará una propuesta metodológica, para la regulación de sistemas de baja densidad de usuarios, rescatando y ensamblando lo positivo de las metodologías actuales.

1.2 Objetivo de la Tesis

La regulación por parte del Estado del sector de la Distribución Eléctrica, debe por un lado controlar que los precios que pagan los clientes cautivos muestren la eficiencia del mercado y por otro que incentiven a las Distribuidoras a ser más eficientes en la operación y en las inversiones a realizar. Estos objetivos se cumplen en el contexto de los mecanismos de regulación por incentivos o PBR², identificándose entre ellos los siguientes métodos: Price Cap, Revenue Cap, Yardstick Competition. Estos a diferencia de la regulación por Costo de Servicio, como dijimos traspasan solo una parte del riesgo del negocio a los clientes.

Un primer objetivo es analizar y comparar los distintos métodos aplicables citados a los fines de realizar un análisis tarifario de la distribución eléctrica en zonas de bajas densidad eléctrica.

Un segundo objetivo es analizar cómo se determinan niveles eficientes de costos aplicables mediante las metodologías de análisis tarifario. Es decir lograr fijar

² Performance Based Regulation

niveles de costos que impliquen ser el resultado del funcionamiento de una empresa eficiente.

Un tercer objetivo estará sentado en definir métodos más eficientes aplicables para la regulación de la Distribución Eléctrica para zonas de baja densidad, donde el Estado, como es el caso de la Provincia de Córdoba (Argentina) ha delegado la prestación del servicio público de Distribución Eléctrica en Cooperativas de Servicios Públicos.

1.3 Método de relevamiento de la información

Para la información de base teórica se recurrió a autores contemporáneos que desarrollan adecuadamente cada tema, se incluyen desde conceptos básicos microeconómicos hasta las teorías de los modelos de regulación de los servicios públicos.

Para la información específica se utilizaran publicaciones entre las que se pueden citar:

Informes de CAMMESA

Informes de la Secretaría de Energía de la Nación Argentina para regulaciones

Información proveniente de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC).

Se entrevisto a funcionarios de la Secretaría de Energía de la Provincia de Córdoba.

Para la información aplicada de los mercados eléctricos de baja densidad necesarios para el desarrollo de la tesis fueron obtenidos de las Cooperativas Eléctricas de la zona Sur de la Provincia de Córdoba, por medio de entrevistas con los Consejos de Administración ya sea a través de su Presidente, los mismos Consejos, los Gerentes o los asesores o staff de las mismas. También por datos relevados a través del Data_Coop³ del ERSeP.

1.4 Antecedentes del tema

El tema en estudio ha sido enfocado en las metodologías utilizadas para la regulación de tarifas sobre todo en lo referido a análisis globales de tarificación. Ahora bien, no se registran antecedentes concretos desde el punto de vista de zonas de

³ Data_Coop: Declaración jurada que deben presentar anualmente las distribuidoras cooperativas al Ente Regulador de los Servicios Públicos de Córdoba.

baja densidad. Este hecho probablemente se debe a que hasta el momento (en la Argentina – Provincia de Córdoba) las zonas planteadas están concesionadas en la mayoría de los casos a Empresas Cooperativas sobre las cuales la regulación es incipiente. De todas formas para la zona que se tomará como base del estudio a realizar el ERSeP, está llevando adelante un estudio de regulación aplicable al servicio eléctrico, puesto en vigencia a partir del año 2004 con lo cual a partir de ella serán fijadas las tarifas para los próximos años.

1.5 Bibliografía

1.5.1 Bibliografía Específica

Price Caps, Rate of Return Regulation, and the Cost of Capital

Autores: I. Alexander – T. Irwin – 1996

A Theory of Yardstick Competition - Rand Journal of Economics

Autor: Andrei Shleifer – 1985

Price Cap – Rand Journal of Economics

Autores: J. P. Acton – I. Vogelsang - 1989

Procedimiento para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios: compendio de resoluciones ex SEE 61/92

Autor: CAMMESA - 1992

La reconversión del sector eléctrico

Autor: Subsecretaría de energía de la nación Argentina - 1991

Información comercial del MEM

Autor: Cammesa – 1992 a 2009

Sistemas de Precios en Mercados Desregulados

Autor: Hugh Rudnick

SENEGEL 2001, Seminario de Gestión Energética UTFSM, 9 – 12 Octubre de 2001

Transformación del Sector Eléctrico Argentino

Autores: Carlos Manuel Bastos – Manuel Ángel Abdala

2da edición - 1995

Metodología regulatoria Price Cap aplicada a la Distribución Eléctrica

Autor: Jorge Andrés Donoso Sepúlveda

Santiago de Chile 1999

Desregulación del Sector Eléctrico en América Latina: Éxitos y Dificultades

Autor: Hugh Rudnick

Simposio IEEE Ecuador – Power Engineering Society IEEE

Quito, Ecuador, setiembre 22, 2000

Competencia por comparación en el Sector de la Distribución Eléctrica: El papel de
defensa de la competencia

Autor: Diego Bondorevsky, Diego Petrecolla, Carlos Romero y Christian Ruzzier

Centro de Estudios Económicos de la Regulación (Universidad Argentina de la
Empresa)

Determinación del Costo de Capital de Empresas de Distribución Eléctrica – Informe
preliminar para el Ente Provincial Regulador Eléctrico de la Provincia de Mendoza
(Argentina)

Autor: UTN Regional Tucumán - 2004

El Costo de Capital en Sectores Regulados y Mercados Emergentes: Metodología y
Casos Aplicativos

Autor: S. Bravo Orellana – 2004

Regulations of the Argentine Electrical Market: Modifications and consequences
towards the future of the sector.

Autor: L., Cerutti – 2006

Transferencia de Servicios Públicos a Empresas Cooperativas

Intercoop Editora Cooperativa Ltda.

Autor: R. Fedriani, L. Branda, D. Sesin, E. Ingaramo – 1986

Bases para la Gestión de la Federación Argentina de Cooperativas de Electricidad y
otros Servicios Públicos Ltda. (FACE)

Autor: FACE - 2009

1.5.2 Bibliografía Básica de soporte

Dirección de la Mercadotecnia

Autor: Philip Kotler

7ma edición - 1995

Editorial: Prentice Hall

Ventaja Competitiva

Autor: Michael Porter

14va reimpresión

Editorial: CECSA

Microeconomía

Autor: Robert Pindyck – Daniel Rubinfeld

7° edición - 2009

Editorial: PEARSON – Prentice Hall

Primero la Gente

Autor: Amartya Sen – Bernardo Kliksberg

5° edición – 2009

Editorial: Temas



CAPITULO II

Introducción a los Mercados Eléctricos

II. INTRODUCCIÓN A LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

Un mercado es un conjunto de compradores y vendedores que por medio de sus interrelaciones reales o potenciales determinan el precio de un producto o conjunto de productos. Hay que diferenciar *mercado de industria*, ya que la industria es un conjunto de empresas que venden productos idénticos o estrechamente relacionados entre sí.⁴

El Mercado Eléctrico agrupa a todos los agentes que interactúan en el mismo como vendedores y como compradores. El producto que producen y venden las empresas son dos: Energía Eléctrica y Potencia Eléctrica. Dentro de este mercado también se encuentra inserto el transporte de esos productos y la distribución de los mismos.

2.1 Caso Argentino

La ley 24.065 del año 1992, creó un gran mercado nacional denominado Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el cual en primera instancia se plantean quienes son los actores de dicho mercado, que según lo expresado en dicha ley distinguimos:

- Generadores o productores
- Transportistas
- Distribuidores
- Grandes usuarios

Asimismo, existe un Sistema de Operación y Despacho, superpuesto a dicho sistema físico.

Este es un mercado donde la regulación del sector tiene como prioridad favorecer la competencia sabiendo que de las tres actividades en las que está dividida el mercado; generación, transporte y distribución, solo en la primera existe una competencia real y creciente, mientras que en las otras dos como son monopolios naturales hay que regularlos de tal forma de obtener el óptimo social.

Como se mencionó la actividad más compleja es la Distribución, donde el mercado es cautivo, para lo cual uno de los puntos fundamentales es la división horizontal de la actividad para permitir una competencia por comparación, además con esas divisiones y ante futuros avances que permitan que el mercado deje de ser monopolístico, tener

⁴ Pindyck, R. y Rubinfeld, D.: Microeconomía – 7° Edición – pp N° 8 - 2009 -

mayor cantidad de empresas en posibilidad de contribuir al mercado, verificando además el cumplimiento de las obligaciones, sujetos a penalidades e incentivos, diseñados de tal forma de simular la competencia del mercado.

La regulación en transporte, actividad que también es monopólica, es tal que permite el acceso abierto a la red, con la obligación del concesionario de transportar, complementándose con un adecuado sistema de precios por el servicio, permitiendo una remuneración justa de la actividad.

Los organismos que intervienen para la instrumentación de la regulación a nivel nacional son:

- La Secretaría de Energía de la Nación (SE) que establece las políticas del sector y las normas que regulan la actividad, el Consejo Federal de energía Eléctrica que maneja las cuestiones con las provincias y la administración de fondos especiales.
- CAMMESA⁵, cuyas funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del SIN.⁶

Es una empresa de gestión privada con propósito público. El paquete accionario de Cammesa es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80%. El 20% restante está en poder del Ministerio Público que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos.

El 80% señalado se integra en partes iguales por los Agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios con un 20% de participación cada uno.

Además del objeto principal del despacho técnico y económico del SIN, organizando el abastecimiento de la demanda al mínimo costo compatible con el volumen y la calidad de la oferta energética disponible, CAMMESA ha sido concebida para realizar las siguientes funciones de propósito público:

- Ejecutar el despacho económico para aportar economía y racionalidad en la administración del recurso energético
- Coordinar la operación centralizada del SIN para garantizar seguridad y calidad.

⁵ CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. Esta sociedad. La Sociedad tiene por objeto: El despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de acuerdo a lo previsto por la Ley 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias

⁶ SIN: Sistema Interconectado Nacional

- Administrar el MEM asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto a las reglamentaciones respectivas.

Las actividades de CAMMESA son de interés nacional, indispensables para la libre circulación de la energía eléctrica y se encuentran comprendidas en los términos del artículo N° 12 de la ley 15336, por lo que las provincias no pueden aplicar tributos o incidencias algunas que afecten la constitución y el cumplimiento del objeto social de la empresa.

CAMMESA actúa como mandatario de los diversos actores del MEM en lo relativo a la colocación de potencia y energía, organizar y conducir el uso de las instalaciones de transporte en el mercado spot, como agente de comercialización de la energía y potencia proveniente de importaciones y de emprendimientos binacionales, y también gestiona cobros, pagos o acreditaciones de las transacciones que se celebren entre los actores del MEM.

- ENRE, ente que tiene a su cargo el control regulatorio, como aspectos tarifarios, entrada a la industria, verificación y control de metas de calidad y solución de conflictos entre partes. Su jurisdicción en la distribución eléctrica abarca el área del Gran Buenos Aires y Capital Federal y a nivel nacional, en el transporte y la generación.

2.2 Mercado Eléctrico de la Distribución de Energía Eléctrica

2.2.1 Aspectos Técnicos

a) Líneas eléctricas de distribución

Las líneas eléctricas de distribución son el medio a través del cual se distribuye la energía eléctrica y potencia eléctrica a los usuarios finales.

Estas líneas eléctricas componen una red, y se pueden clasificar en:

- Aéreas, donde los conductores eléctricos están montados sobre soportes, que pueden ser de madera, metálicos o de hormigón armado.
- Subterráneas, donde los conductores son aislados y están enterrados.

Las reglamentaciones establecen que no pueden instalarse líneas aéreas, a pesar de su menor costo, en zonas muy urbanizadas, considerando con ello la seguridad pública y la estética del lugar.

Las dimensiones, tanto mecánicas como eléctricas de las distintas líneas eléctricas se determinan por las magnitudes de los niveles de tensión eléctrica y por los flujos de potencia a transportar. Además otros equipos que también van dispuestos en las líneas como: transformadores, seccionadores, interruptores, reconectores, empalmes, equipos de medición y control y registradores de energía.

Las redes se caracterizan por su nivel de tensión eléctrica, en función de ello tenemos redes de alta, media y baja tensión. La diversidad en los niveles de tensión en las redes se justifica por la diversidad en los tamaños de las cargas, que definen la corriente eléctrica a transportar y por la necesidad de optimizar las pérdidas en líneas.

i) Redes de baja tensión

Las redes de baja tensión se emplean para abastecer consumos domiciliarios, comerciales y la mayor parte de los industriales, salvo excepciones de grandes consumidores, utilizándose tensiones menores a 1 kV entre fases (comúnmente niveles de 110 a 220 Volts monofásico para consumo residencial y 380 a 640 Volts entre fases para consumos industriales de tamaño medio). En la Argentina el valor de tensión mas usual es de 380/220 V (tensión entre fases y entre fase y neutro respectivamente).

ii) Redes de media tensión

Las redes de media tensión son aquellas cuyos voltajes están comprendidos entre 1 kV y 100 kV entre fases y permiten transmisiones de potencia del orden de los Megavatios. Se utilizan principalmente en instalaciones industriales importantes, en redes de distribución urbana y rural donde las distancias son importantes (caída de tensión) y en redes de subtransmisión.

iii) Redes de alta tensión

Las redes de alta tensión tienen voltajes mayores a 100 kV y se utilizan en sistemas de subtransmisión, transporte y en los sistemas interconectados. Debido a su importancia, se requiere de equipos adecuados de aislación, control y protección para dar seguridad y calidad de servicio. Cabe señalar que todos los equipos eléctricos, tanto de consumo, como de generación y de transporte de energía están normalizados. Esta normalización viene dada, por un lado, por los equipos eléctricos disponibles en el mercado y por otro, la legislación vigente en cada país. Es común abastecer clientes

residenciales a 220 V. y 50 Hz. aunque en otros países se utilice 110 V. y 60 Hz. De todas formas el mercado no provee artefactos eléctricos que requieran voltajes o frecuencia distintos a los mundialmente establecidos. La estandarización de los equipos presenta grandes ventajas, como por ejemplo, la interconexión de varias redes de distribución para apoyarse mutuamente o abarcar mayores áreas de servicio sin necesidad de adaptar sus equipos.

b) Topologías de las redes de distribución

Uno de los objetivos claves de un buen servicio de distribución es diseñar una red que permita minimizar los cortes de energía a los usuarios, *lo que determina la calidad del servicio eléctrico*. Para ello, existen distintas tipologías de redes que condicionan la forma normal de explotar los sistemas eléctricos y las posibilidades de salvar el servicio en caso de fallas o perturbaciones. En efecto, no basta con que los sistemas eléctricos permitan el paso de un determinado flujo de potencia mientras la situación sea normal, sino que deben tener una adecuada seguridad de servicio, que permita hacer frente a posibles averías de los equipos, así como a los agentes destructores externos, tales como la lluvia, tormentas eléctricas, vientos excesivos y polución.

Básicamente se pueden encontrar tres tipos diferentes de tipologías: los sistemas radiales, sistemas de anillo y sistemas enmallados.

i) Sistemas radiales

Los sistemas radiales son aquellos en que desde una subestación salen uno o más alimentadores. Cada uno de ellos puede o no ramificarse, pero jamás vuelven a encontrar un punto común. Estos sistemas, sencillos y fáciles de controlar y proteger, son evidentemente los de menores costos de instalación y mantenimiento, pero claramente son los que menos seguridad de servicio ofrecen. En alta tensión es frecuente instalar circuitos redundantes para mejorar la seguridad de servicio.

Es necesario aclarar a esta altura, que este tipo de sistemas es el más aplicado en las zonas de baja densidad eléctrica, con lo que adquieren importancia dada la propuesta para este estudio.

ii) Sistemas en anillo

Los sistemas en anillo permiten mejores condiciones de seguridad de servicio al ser alimentados en paralelo desde varias fuentes a la vez, mediante líneas continuas, sin interrupciones. El número de anillos así formado es siempre reducido y cada uno puede contener derivaciones más o menos importantes y ramificadas. Ahora bien, en caso de problemas con una fuente, es posible mantener la alimentación de los consumos desde las fuentes restantes. Si falla uno de los anillos, puede aislarse la zona fallada y alimentar desde ambos lados en forma radial. Mientras mayor sea el número de zonas en que pueda dividirse el anillo, mayor será la seguridad, pero también lo será el costo. La protección y el control de un anillo son más complicados y costosos que los de un alimentador radial.

Los sistemas de transmisión son casi siempre en anillo. En algunos países esta tipología es incluso utilizada en la red primaria de distribución.

iii) Sistemas enmallados

Finalmente, los sistemas enmallados son aquellos en que todas las líneas forman anillos, obteniéndose una estructura similar a una malla. Esta disposición exige que todos los tramos de línea acepten sobrecargas permanentes, y estén disponibles equipos de desconexión en ambos extremos. Se obtiene así la máxima seguridad, aunque también el mayor costo. Este tipo de redes se emplea en sistemas de transmisión importantes, así como en la distribución de algunas grandes ciudades en el mundo. (Caso de París).

2.2.2 Densidad del mercado de la Distribución

En el planteo inicial del presente estudio se hace referencia a la distribución en zonas de baja densidad, es el momento oportuno para conceptualizar el término, densidad de la distribución.

a) Densidad

Las compañías distribuidoras miden el alcance de su servicio a través de ciertos coeficientes llamados parámetros de densidad. Estos parámetros indican qué tipo de áreas son abastecidas, con lo cual se las puede clasificar en base a los mismos.

i) Parámetros que miden la densidad

- El cociente de la demanda máxima del sistema y los kilómetros de red de propiedad de la distribuidora.

$$\frac{D_{\max}}{K_{\text{línea}}}$$

- El cociente entre el número de clientes asociados a la red y los kilómetros de red de propiedad de la compañía.

$$\frac{N^{\circ} \text{ clientes}}{K_{\text{línea}}}$$

- El cociente entre el número de viviendas urbanas con relación a la superficie total servida por una distribuidora, expresado en viviendas urbanas por kilómetro cuadrado.

$$\frac{N^{\circ} \text{ viviendas}}{K_{\text{m}^2}}$$

- El cociente entre la energía vendida a clientes y el número de habitantes totales en el área de concesión, expresada en kWh por habitante.

$$\frac{\text{Energía Vendida}}{N^{\circ} \text{ Clientes}}$$

Lo importante de estas formas de medir la densidad a través de estos parámetros es que permiten comparar a Distribuidoras que cubren áreas con parámetros semejantes (similar densidad), ya que se puede aceptar sin cometer un error importante, que tienen costos comparables.

Continuado con este razonamiento, todos los estudios de costos del negocio de la distribución eléctrica, buscan catalogar las distintas empresas de acuerdo a estos parámetros y agruparlas en áreas típicas. Estos parámetros sirven para definir el grado de ruralidad de las áreas típicas que deben ser atendidas por la distribuidora.

En la provincia de Córdoba (Argentina), el organismo regulador de las tarifas de las distribuidoras es el ERSeP. Para este caso las zonas de baja densidad han sido concesionadas por el Estado Provincial a empresas Cooperativas quienes tienen una extensa trayectoria de años en el mercado de la energía eléctrica.

Las Cooperativas eléctricas constituyen pequeños Holdings multiservicios presentes en el 80% de las ciudades del interior, donde hasta ahora el capital privado no mostró interés.

b) Densidad en jurisdicciones de distribuidoras cooperativas en la Provincia de Córdoba - Argentina

Para el caso de la C.E.O. y S. P. Achiras Ltda⁷, cuya concesión abarca una superficie de 1834 Km², ubicada en el sur-oeste de la Provincia de Córdoba (Argentina). En dicha área se ubica la localidad de Achiras, y otras tres localidades más pequeñas muy cercanas a la ciudad Río Cuarto y una extensa zona rural agrícola ganadera.

Esta distribuidora es típica, por su densidad, para la provincia de Córdoba, descontando en ello a los grandes centros urbanos, como Córdoba, Río Cuarto, Villa María, San Francisco, etc..

Tabla II.2.1 Indicadores de densidad - C.E. O. y S. P. Achiras Ltda.

Indicador	Formula	Valor
Demanda máxima por Km de línea	$\frac{D_{max}}{Kmlínea} = \frac{220Kw}{384Km}$	0,57 Kw/Km
Nº de clientes por Km de línea	$\frac{N^{\circ} Clientes}{Kmlínea} = \frac{248}{384Km}$	0,65 Clientes/Km
Energía vendida por cliente (por año)	$\frac{Energía\ Vendida}{N^{\circ} Clientes} = \frac{563962Kwh}{248}$	2274 Kwh/cliente

Fuente: DataCoop 2008, C. E. O. y S. P. Achiras Ltda.

2.2.3 Eficiencia

Las empresas distribuidoras no solo se caracterizan por la densidad del área que ellas sirven. Algunos indicadores claros de eficiencia en la gestión y tecnología de la distribuidora son:

- El número de clientes por operario
- Las pérdidas porcentuales de energía

Los cuáles deberían ser óptimos en términos de inversión y operación.

a) Número de clientes por operario

El número de clientes por operario puede variar por las siguientes razones:

⁷ C.E. O. y S. P. Achiras Ltda.: Cooperativa de Electricidad, Obras y Servicios Públicos de Achiras Ltda.

- El equipamiento para realizar el mantenimiento y las nuevas instalaciones. Además la tecnología de las instalaciones.
- Densidad del área de concesión, teniéndose que invertir mayores recursos humanos en sectores más rurales en razón de mayores distancias.
- Subcontratación de mano de obra a terceros, en la búsqueda de mayor eficiencia junto con la intención de hacer variable parte de los costos fijos.

b) Pérdidas porcentuales

Las pérdidas en un sistema de distribución pueden ser clasificadas en pérdidas técnicas y no-técnicas. Las primeras son aquellas propias de la conducción de los flujos de potencia y energía a través de conductores y equipos propios de la red eléctrica y que en pocas palabras, son producto de la tecnología utilizada en los sistemas. Las pérdidas no-técnicas son todas aquellas producidas por agentes externos a la red las cuales se detallarán más adelante.

c) Medición de eficiencia en jurisdicciones de distribuidoras cooperativas en la Provincia de Córdoba - Argentina

Para la C. E. O. y S. P. Achiras Ltda., se puede ver el valor de la eficiencia para la zona rural en la tabla que sigue. Hay que aclarar que el mantenimiento de las líneas rurales lo ejecuta una empresa contratada a tal fin.

Tabla II.2.2 Eficiencia - C.E. O. y S. P. Achiras Ltda.

Indicador	Valor
Nº Clientes por Personal Servicio Eléctrico Rural	103,33
Pérdidas porcentuales (se contempla la zona rural y la urbana)	32 %

Fuente: DataCoop 2008, C. E. O. y S. P. Achiras Ltda.

En el caso de las *pérdidas*, estas se pueden dividir en dos tipos, por un lado las pérdidas técnicas, asociadas como se mencionó, al propio proceso físico de la distribución de energía, y las pérdidas no técnicas asociadas a la no facturación de la energía. El control de ellas, sobre todo las no técnicas es fundamental para lograr eficiencia.

La disminución de las pérdidas técnicas, está relacionado sobre todo con la inversión, ésta debe apuntar siempre a disponer equipos y materiales eficientes, además de disponer de una capacidad de sus líneas y equipos conectados, tratando de hacerlos funcionar siempre a máximo rendimiento, o sea valores nominales, evitando las sobrecargas o las cargas menores.

El control de las no técnicas esta sobre todo basado en el control del hurto de energía eléctrica, el cual provoca el mayor porcentaje de perdidas, sobre todo en zona de baja densidad. En este caso las distribuidoras deben ser ingeniosas a la hora de aplicar incentivos sobre el uso y las consecuencias del manejo no adecuado de la energía eléctrica.

Otro factor que afecta también este porcentaje de pérdidas por hurto de energía eléctrica, es una recesión económica, como por ejemplo la soportada en Argentina durante finales del 2001 y el 2002 donde las distribuidoras registraron las mayores pérdidas en distribución principalmente por hurto de energía, situación explicable por una economía en recesión y donde los índices de desempleo eran muy elevados. Dadas las difíciles condiciones económicas, la población tiene mayores incentivos para engañar a la distribuidora local.

Por parte de las distribuidoras, el control de este tipo de pérdidas se puede mejorar en la medida que se rediseñen las redes, como por ejemplo reduciendo la extensión de las redes de baja tensión desde las cuales es más fácil conectarse clandestinamente. Otras alternativas son el uso de cables coaxiales, desde los cuales es más difícil de realizar un empalme, y la extensión de las redes subterráneas. Todo esto debe ser apoyado por un mayor control y supervisión de las redes, lo cual requiere de un mejor equipo de medida, mayores recursos humanos e inversión. Evidentemente, debe existir además un apoyo legal por parte del estado, el cual debe promover políticas de conservación de la energía.

Los otros tipos de perdidas no técnicas como consumos propios no facturados o consumos no medidos y facturados según estimaciones, son controlables fácilmente por las distribuidoras.

CAPITULO III

Costos a tener en cuenta en la Distribución de

Energía Eléctrica

III. COSTOS A TENER EN CUENTA EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Toda empresa trata de minimizar sus costos y busca siempre la combinación óptima de factores de la producción que lo minimicen.

Conviene en este punto diferenciar el costo económico del costo contable. Desde el punto de vista contable se analizan los costos con una mirada retrospectiva siguiendo la evolución del activo y del pasivo, comprende los gastos dispuestos en dinero y aquellos que corresponden a la depreciación del capital de acuerdo a las normas fiscales al respecto.

Desde el punto de vista económico se analizan los costos con visión de futuro, interesa saber cuál será el costo futuro. Por tanto interesa, además de los costos tangibles y la depreciación de los activos, *el costo de oportunidad*, que es el costo de las oportunidades que se pierden por no dar a los recursos de la empresa el fin para el que tienen mayor valor⁸.

En el caso de la distribución eléctrica, y para realizar un análisis económico, a efectos de poder determinar tarifas justas desde el punto de la eficiencia económica, debemos determinar adecuadamente los costos que intervienen. Sabiendo que la teoría microeconómica reconoce que la maximización del beneficio social se da cuando el *beneficio económico* es nulo a largo plazo, lo cual no significa que la empresa este obteniendo malos resultados, sino que los ingresos cubren incluso los costos de oportunidad y por lo tanto hay beneficio contable.

Los costos de la distribución se pueden dividir en cinco principales:

- Costo de oportunidad del capital de las instalaciones
- Costo de operación y mantenimiento de la red
- Costo por compra de materias primas (energía y potencia)
- Costo por pérdidas de energía y potencia
- Costo de depreciación del capital

Es importante describir a cada uno de ellos, destacando qué implicancias sobre el cálculo de los costos tiene el riesgo de la actividad, la vida útil de las instalaciones, el tipo de área que se abastece y las actividades a cargo de la distribuidora que no están

⁸ Pindyck, R. y Rubinfeld, D.: Microeconomía pag. 248 – 7ª Edición – 2009 – PEARSON – Prentice Hill

reguladas. Se explica también el origen de los precios de compra de energía y potencia y cómo se traspasan éstos a los clientes, basado en el caso argentino.

3.1 Costo de oportunidad del capital

Se define al costo de oportunidad del capital como aquella *tasa de retorno mínima* que debe tener una inversión y que permite a las empresas generar valor.

El costo del capital depende del uso que se hace del mismo y representa el costo de oportunidad de una alternativa de riesgo comparable. Se debe resolver cual es el nivel de riesgo de cada una de las industrias y determinar el costo de oportunidad aplicable a cada uno de ellos. Por lo tanto el problema consiste en determinar el rendimiento esperado y el riesgo comparable, evidentemente depende del sector industrial del que hablemos y del contexto en el cual se encuentre la industria. En referencia a este último, los contextos se pueden dividir en dos:

- Países desarrollados
- Países emergentes

Tanto influye el contexto que algunos autores suponen que las definiciones dadas para los países desarrollados no son aplicables, sin cambios sustanciales, para países emergentes.

El concepto de costo de oportunidad del capital mide el rendimiento esperado a largo plazo, sustentado en expectativas a futuro o proyecciones. Tiene implícito el concepto de riesgo, para lo cual se debe basar en el redimiendo esperado de un negocio equivalente.

Cuando se analiza el balance de una empresa se puede observar que el pasivo y patrimonio neto indican como la empresa obtiene los fondos para financiar sus activos, esta financiación está dada en parte por fondos de terceros o acreedores y en parte por fondos propios de los accionistas.

Es muy importante distinguir entre la deuda y el capital propio de los accionistas. Las deudas o pasivos se encuentran pactadas en intereses y fechas que indican cuando se deben pagar tanto los intereses como las amortizaciones de capital. Las deudas tienen prioridad sobre el capital propio ya que al acreedor no le importa si la empresa tiene beneficios o no.

En cambio al capital propio se reeditúa si queda remanente o utilidad luego de cancelar las obligaciones contractuales.

Por lo que el costo de oportunidad de capital dado por la deuda debe diferenciárselo del costo de oportunidad de capital propio de los accionistas.

Las empresas naturalmente no tienen los dos componentes citados de capital proporcionalmente iguales, sino que cada uno puede tener un peso diferente en el total del financiamiento del capital. Por lo que es necesario calcular el costo de capital total de la empresa como el costo promedio ponderado de todas las fuentes de capital. A este promedio ponderado se le denomina formalmente WACC⁹¹⁰

$$WACC = w_d(1-t)r_d + w_{kp}r_{kp}$$

$$w_d = \frac{D}{D + KP} \quad w_{kp} = \frac{KP}{D + KP}$$

Donde:

r_d = costo de la deuda

r_{kp} = costo del capital propio (equity)

t = alícuota del impuesto a las ganancias

D = valor de la deuda

KP = valor del capital propio

3.1.1 Estructura del capital

La determinación de la estructura del capital es el primer paso para estimar el WACC. Desde el punto de vista técnico la participación del financiamiento dentro de la estructura de la empresa debe calcularse utilizando los valores de mercado de la deuda financiera y del patrimonio neto. El primer problema que se plantea es estimar el valor de mercado del patrimonio neto y de las deudas, *a fin de determinar el ratio de endeudamiento del capital. O sea:*

$$\frac{\text{Deuda}(D)}{\text{Capital Propio}(equity)}$$

⁹Weighed Average Cost of Capital – (Costo medio ponderado de capital)

¹⁰ Determinación del Costo de Capital de Empresas de Distribución Eléctrica – Informe preliminar para el Ente Provincial Regulador Eléctrico de la Provincia de Mendoza (Argentina) – UTN Regional Tucumán - 2004

El método más utilizado es determinarlo a través del valor de libros contables, este método es muy utilizado, sobre todo en mercados emergentes.

Con esos valores de libros se puede ponderar el costo de capital propio y el costo de endeudamiento.

Los recursos que se deben considerar a la hora de realizar la ponderación son aquellos que tienen cierta permanencia. Las deudas que financian necesidades temporarias de capital de trabajo no deben ser consideradas.

Las deudas bancarias de largo plazo, con tasas de interés preestablecidas, normalmente deben incluirse con su valor nominal, ya que este representa el valor exigible por el prestamista.

Las deudas bancarias de corto plazo, deben incluirse solo aquellas que formen parte de la estructura de capital, y no para financiar necesidades temporales de capital de trabajo.

En cuanto a las deudas comerciales, hay consenso generalizado de no incluirlas dentro de los recursos de capital.

Las prácticas regulatorias más recientes indican que la estructura de capital utilizada para el cálculo de WACC debe basarse en una estructura financiera que refleje las mejores prácticas de la industria. Por lo tanto, la estructura utilizada no necesariamente se corresponderá con la de las distribuidoras eléctricas consideradas individualmente.

Es evidente que las empresas, y la evidencia empírica así lo demuestra, tienden a elegir un nivel de endeudamiento que refleje el ideal de la industria. Sin embargo puede este diferir de una industria a otra y dependerá también del marco regulatorio que las envuelve.

El rango de niveles utilizados para medir el ratio de endeudamiento ideal de la industria de la distribución eléctrica está, alrededor del 50 % al 60 %, como un valor razonable.

3.1.2 Costo de capital propio

Está usualmente aceptado que el costo de oportunidad del capital propio se calcule de acuerdo al modelo CAPM¹¹. Este método tiene basamento en un artículo sobre la teoría del portafolio publicada por Harry Markowitz¹² en 1952.

¹¹ Capital Asset Pricing Model - Método desarrollado y publicado por William Sharpe en 1964.

¹² Harry Markowitz, Economista estadounidense, especializado en el análisis de inversiones, nació en Chicago en 1927. Recibió el premio Nobel de Economía en 1990.

El modelo plantea que el riesgo asociado a la tenencia de un activo deviene de la incertidumbre por el retorno futuro del mismo. El riesgo está asociado a la probabilidad de que ocurra algún evento desfavorable, para el caso de los inversores, el evento desfavorable sería obtener un retorno menor al esperado por la tenencia de un activo financiero.

Los cambios que puede sufrir el retorno del activo pueden ser de dos tipos:

- Los relacionados con el movimiento del mercado en su conjunto, al que se le llama riesgo sistemático, está vinculado con el mercado en general y a las condiciones generales de la economía (también llamado diversificable)
- Los que no tienen relación con el movimiento del mercado, llamado riesgo específico o no sistemático, es el que refleja los peligros específicos de la empresa derivados de su operación y de las características del sector en el que opera (también llamado no diversificable).

Los inversores no requieren ninguna recompensa por tener riesgo no sistemático, ya que se pueden proteger de él con una adecuada diversificación de su portafolio. Por lo que solo hay que tener en cuenta la contribución del activo a la variabilidad del portafolio de mercado, lo que determina la tasa de retorno que el activo debe pagar.

Este modelo considera que el costo de oportunidad del capital que demandan los accionistas es igual a una tasa libre de riesgo más una prima por el riesgo asumido.

$$r_{kp} = r_f + \beta(r_m - r_f)$$

Donde:

r_f = tasa libre de riesgo.

r_m = retorno de una cartera diversificada de acciones.

β = índice del propio riesgo de la acción en particular en ese mercado.

Los supuestos del método son:

Los inversores:

- Participan en un mercado de capitales perfecto
- Planean tener los activos por el mismo tiempo
- Intentan construir portafolios eficientes
- Tienen las mismas expectativas y capacidad de análisis

Además:

- Existe una tasa libre de riesgo

En mercados no desarrollados no existen valores de mercado y por ello tampoco el beta.

Se puede analizar cada uno de los términos de la ecuación a fin de poder determinar el CAPM.

a) La tasa libre de riesgo (r_f)

Esta tasa es el rendimiento que puede obtener un activo libre de riesgo. El rendimiento efectivo tiene que ser igual al rendimiento esperado.

Existe consenso generalizado en considerar como tasa libre de riesgo a la tasa dada para los bonos del tesoro de los EE.UU., denominados T-bonds, ya que en su historia nunca se incurrió en falta de pago a los inversionistas, por lo que se considera nula la posibilidad de que el tesoro no cancele sus deudas. En este caso son considerados como referencia de r_f , los T-bonds de cinco, diez y treinta años de vencimiento (mediano y largo plazo).

El modelo CAPM es de expectativas futuras, por lo que uno de los parámetros es la tasa de libre riesgo esperada, o sea cuanto será esa tasa en el periodo de análisis. Se puede calcular con los datos actuales o corrientes o con el valor histórico.

Se puede esperar que cuando haya una crisis (como la que comenzó en el año 2008) los mercados se tornen volátiles, con lo cual los inversores se dirijan a otros menos riesgosos como son los bonos soberanos. Este aumento de la compra de bonos trae aparejado un aumento en su precio o sea un menor rendimiento.

Si este último comentario se tiene en cuenta deberían tomarse los valores históricos y no los actuales por que pueden ser impuros o afectados por causas impredecibles.

Con lo cual la forma de trabajar con los rendimientos actuales de los bonos es si se está seguro que no se transite un periodo de tasas anormalmente bajas, que obligue a tomar una serie histórica muy larga.

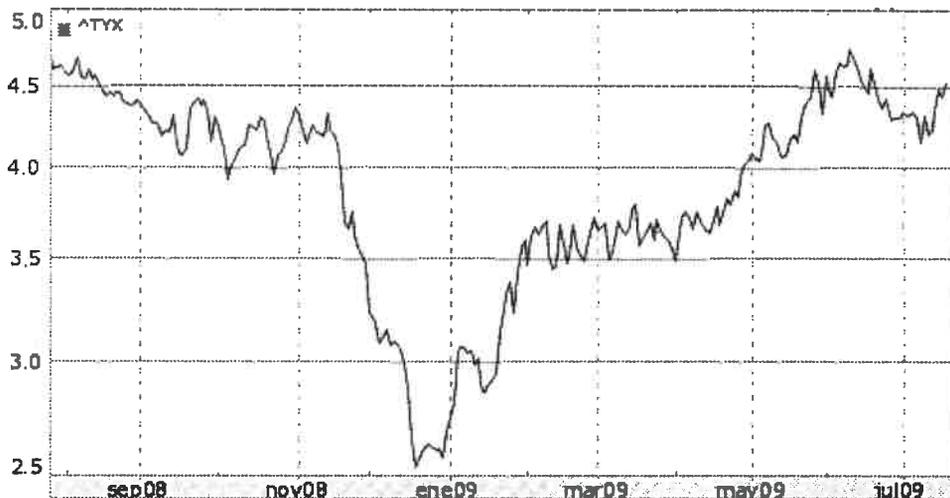


Fig. III.1.1: Variación de la cotización de los T-Bonds – Agosto2008 a Agosto 2009 - Fuente: Yahoo finance – T-Bonds

El comentario precedente se ve claramente reflejado en el gráfico, donde se observa una caída importante en la cotización, a partir de la crisis económica mundial, de los T-Bonds.

b) La tasa de mercado (r_m)

Uno de los supuestos del CAPM es que los inversores poseen una porción de su dinero en una cartera eficiente. Esta cartera está conformada, en teoría, por todos los activos de la economía.

Nunca en la práctica es posible que una cartera contenga todos los activos de la economía, por lo que algunos autores consideran que para aproximarnos al supuesto del CAPM, es factible utilizar una tasa estimada como indicador del comportamiento del mercado en su conjunto.

Esta tasa está compuesta por los rendimientos de varias industrias. El índice más utilizado es el de Standard y Poo'r 500¹³. Se pueden utilizar también otros índices que reflejen la prima de mercado en general, pero los resultados no varían significativamente, ya que todos los índices globales están basados en la capitalización de mercado de las compañías.

¹³Standard & Poor's 500: es considerado el índice más representativo de la situación real del mercado. El índice, tal como se le conoce hoy en día, fue hecho en 1957, e incluye a las 500 compañías más grandes del mundo. Lo mantiene el Comité del Índice S&P, cuyos miembros son reconocidos economistas y analistas. El Comité da garantía de seguridad, experiencia y capacidad analítica sobre el índice.

Esta estimación empírica depende del periodo muestral que se utilice. En el caso de hacerlo con horizontes de corto plazo tiene el defecto de no aislar el efecto de los ciclos económicos. La de largo plazo otorga estabilidad a la estimación. Estos horizontes de largo plazo son los más utilizados por los autores reconocidos del tema.

La otra cuestión a tener en cuenta es la forma de promediar los retornos para lograr la media, distinguiéndose la posibilidad de la media aritmética y la media geométrica.

Se define al retorno del portafolio j en el periodo t a:

$$R_{j,t} = \frac{P_{j,t}}{P_{j,t-1}} - 1$$

Donde:

$P_{j,t}$ = Precio de j en el periodo t

La media aritmética (PA) de una serie de retornos es:

$$PA = \frac{R_{j,1} + R_{j,2} + R_{j,3} + \dots + R_{j,n}}{n}$$

La media geométrica (PG) de una serie de retornos es:

$$PG = \left\{ (1 + R_{j,1}) \times (1 + R_{j,2}) \times (1 + R_{j,3}) \times \dots \times (1 + R_{j,n}) \right\}^{1/n} - 1$$

Algunos autores sostienen que lo que interesa calcular es la prima de un portafolio de mercado a futuro, los cuales evidentemente son aleatorios, y para obtener la media de una variable aleatoria, el promedio aritmético es el más correcto. Pero evidentemente no hay acuerdo total al respecto, los defensores de aplicar la media geométrica reconocen que es menos sensible a los valores extremos.

De todas maneras lo usual para los entes reguladores es usar el valor histórico de largo plazo, que tiene la capacidad de absorber el efecto de los ciclos económicos en las cuales puede haber crisis o bonanzas económicas que podrían sesgar los resultados.

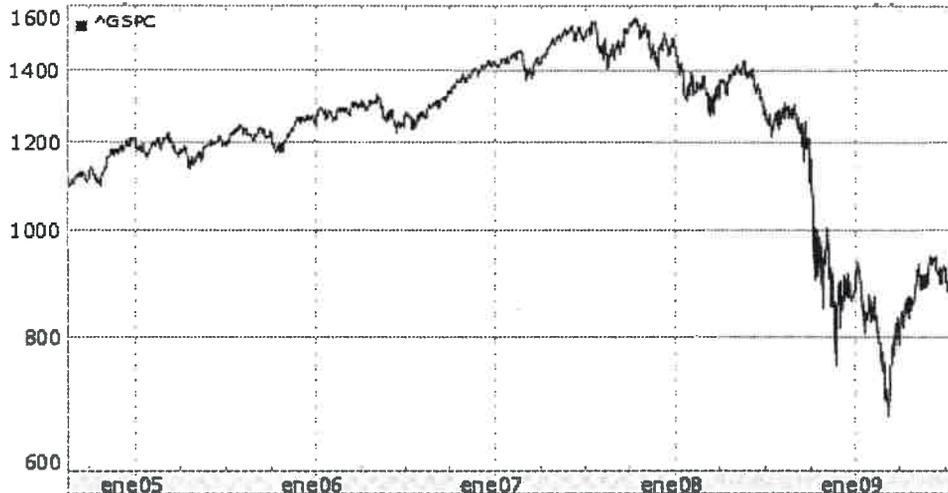


Fig. III.1.2: Índice S&P500 – Fuente: Yahoo finance – S&P500 – Serie de 5 años

En el gráfico se puede observar claramente el efecto que puede tener un ciclo económico enmarcado en una crisis, como es el caso mostrado.

Se considera apropiado un horizonte de 30 a 50 años, con lo cual las primas del mercado rondan valores entre 3 % y 6,55 %, dependiendo del promedio que se utilice.

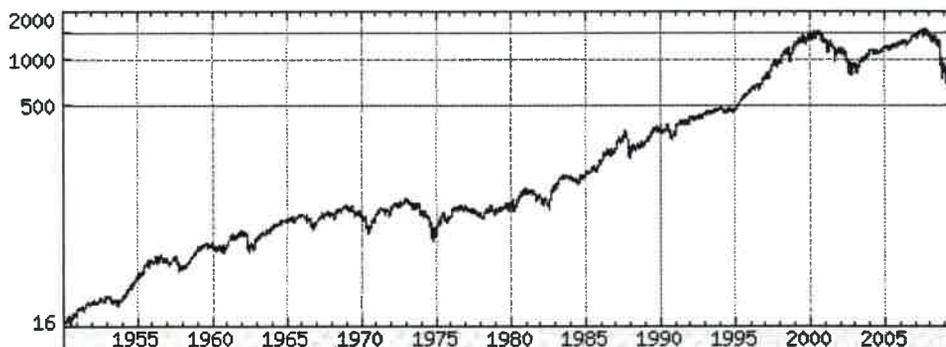


Fig. III.1.3: Índice S&P500 – Fuente: Yahoo finance – S&P500 – Serie de 50 años

En el grafico se observa la variación del S&P 500, en los últimos cincuenta años.

c) El Beta

Debido a que la porción del riesgo total explicada por factores de la empresa son eliminados por la diversificación, es necesario contar con una medida del riesgo

específico. Esa medida se traduce a través del beta que muestra la contribución del activo al riesgo de una cartera eficientemente diversificada.

Se calcula como un ratio entre la covarianza del retorno del activo y el mercado, y la varianza del retorno del mercado:

$$\beta_j = \frac{\sigma_{jm}}{\sigma_m^2}$$

Donde:

β_j = beta del capital propio de la empresa j.

σ_{jm} = covarianza entre el rendimiento de la industria donde está inserta la empresa y el rendimiento de mercado.

σ_m^2 = varianza del rendimiento del mercado.

Se puede interpretar a beta suponiendo un retorno de mercado esperado del Y%, entonces el retorno del activo j, se espera sea jY veces. Por lo que beta es una medida de la sensibilidad del retorno del activo j en relación a la variación del retorno del mercado.

El valor de beta debe ser estimado por que es un valor a futuro, las estimaciones de los betas históricos son solo aproximaciones del verdadero valor.

Existen servicios de información especializados¹⁴ que agrupan a las empresas por sectores y por industria. A su vez las empresas que brindan estos servicios realizan ajustes a los betas obtenidos a fin de corregir distorsiones y sesgos que afecten la estimación.

Por ejemplo Value Line¹⁵, calcula los betas basándose en retornos semanales sobre un periodo de cinco años. Merrill Lynch, lo hace con retornos mensuales sobre periodos de cinco años.

En los países emergentes, donde las cotizaciones son volátiles, los problemas para el cálculo del beta son muchas, entre las que se puede citar:

- Escasa capitalización de las bolsas
- Índices de mercados no significativos
- Problemas de liquidez

¹⁴ Algunas firmas que difunden ese tipo de información son: Ibboston, Bloomberg, Multex Investor.

¹⁵ Value Line – Merrill Lynch son agencias calificadoras de riesgos, al igual que las mencionadas presentemente.

- Cotización infrecuente de algunas compañías
- Datos estadísticos esporádicos
- Alta volatilidad

En este caso de países en vías de desarrollo, se busca una empresa comparable en el mercado de un país desarrollado, como por ejemplo en el mercado de los EE.UU., o muy frecuentemente se utiliza el beta de la industria del mercado norteamericano. Por ejemplo esta es la metodología utilizada en la Argentina.

Este beta mide tanto el riesgo del capital propio como el riesgo financiero. Este es un beta apalancado¹⁶ o llamado beta del equity (β_c), pero para comparar solo hay que considerar el riesgo fundamental del capital o beta del activo o beta desapalancado (β_a), el cual se obtiene como:

$$\beta_a = \frac{\beta_c}{1 + (1-t) \frac{D}{KP}}$$

Se puede analizar el sector de la distribución eléctrica y determinar el beta promedio del sector, en este caso se debe ponderar los betas desapalancados de cada empresa por el valor de los activos de la misma en el mercado, o sea la capitalización del mercado más la deuda. Con lo cual el beta del sector es:

$$\beta_{a\text{-sectorial}} = \frac{\sum \beta_{aj} \times AT_j}{\sum AT_j}$$

Donde:

$\beta_{a\text{-sectorial}}$ = beta desapalancado sectorial

β_{aj} = beta desapalancado de la empresa j

AT_j = capitalización de mercado + deuda patrimonial de la empresa j

El valor del beta según la consideración de la firma especializada Ibbotson Associates es de 0,104, para el sector eléctrico de los EE.UU., en el estudio se incluyó cuarenta empresas del sector. Las estimaciones utilizadas consideran periodos de sesenta meses. Este valor de beta es consistente con algunos definidos para regulaciones del sector o sectores similares en países emergentes como son:

¹⁶ Apalancamiento: Nivel de financiación de una actividad comercial con préstamos, con respecto al patrimonio neto, es decir el endeudamiento de una empresa con respecto a su estructura de capital.

- Beta = 0,15 – Adoptado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia - 2003
- Beta = 0,145 – Adoptado por el E.P.R.E¹⁷ de San Juan (Argentina) – 2003
- Beta = 0,159 – Adoptado por la FUBRA¹⁸ de Brasil – 2002

i) Ajustes del beta por el riesgo regulatorio

Estos ajustes deben hacerse por que existen riesgos asociados a las diferentes formas de regulación, ya sea regulación basada en la tasa de retorno (Costo de Servicio – EE.UU.) o regulación de precios máximos basados en los costos (Regulación por incentivos – Gran Bretaña).

El concepto del ajuste es que el sistema de precios máximos no responde ante las variaciones económicas rápidamente (periodos de tiempo grandes de precios máximos), lo que incrementará la volatilidad de los beneficios y por lo tanto el beta de la empresa. En este caso se calcula la tasa regulada como:

$$r_{reg} = (\beta_{GB} - \beta_{USA}) \times (r_m - r_f)$$

Donde:

β_{GB} = Beta sectorial del Reino Unido

β_{USA} = Beta sectorial de EE.UU.

$(r_m - r_f)$ = Prima del mercado

d) Ajustes del método CAPM por riesgo país

La mayoría de los autores sostienen que los riesgos asociados a una inversión en un país emergente difieren del riesgo de un país desarrollado como EE.UU. Por lo que existe un riesgo adicional para las empresas situadas en determinados países, que hace se deba incluir el riesgo país como un factor más de análisis cuando se trata de inversiones en mercados de países emergentes¹⁹.

Los principales factores que tiene en cuenta el riesgo país son los siguientes:

- Debilidad institucional

¹⁷ Ente Provincial Regulador de la Energía – San Juan - Argentina

¹⁸ Fundación Universitaria de Brasilia

¹⁹ UTN – Regional Tucumán – Determinación del Costo de Capital en empresas de Distribución Eléctrica – Informe Preliminar para el ente Provincial Regulador Eléctrico de la Provincia de Mendoza. – 2004 -

- Burocracia
- Corrupción
- Marco regulatorio
- Restricciones a la convertibilidad de la moneda
- Crecimiento irregular de PBI
- Inflación
- Tipo de cambio
- Tasa de interés
- Contaminación regional

El riesgo país se cuantifica en base a la diferencia entre el rendimiento de un instrumento libre de riesgo y su equivalente en el país bajo análisis. Los bonos del tesoro de los EE.UU. son utilizados como el instrumento libre de riesgo y su equivalente son los bonos emitidos por los gobiernos de los países con economías emergentes. Estos bonos se cotizan en el mismo mercado, por lo que se puede apreciar la diferencia de cotización entre ambos.

Esta lógica está basada en que si existe un mercado con dos papeles de características similares, la diferencia entre sus cotizaciones es explicada por la percepción del riesgo institucional del emisor (los tesoros de cada país).

Existen muchas calificadoras de riesgo país²⁰ en función de las deudas de cada país y su riesgo de default. Ese rating definido para la deuda de los países se puede convertir en el riesgo país del capital aplicando una serie de factores de adecuación.

La nueva fórmula del CAPM considerando el riesgo país es:

$$r_{ko} = r_f + \beta(r_m - r_f) + r_p$$

Donde:

r_p = riesgo país.

3.1.3 Costo de la deuda

El costo de la deuda es igual al costo de endeudamiento de mediano y largo plazo en el que incurre la empresa para obtener fondos para financiar sus

²⁰ Calificadoras de riesgo país: Standard & Poor's – Moody's Investors Service

proyectos. Las dos posibilidades son considerar costo medio y el costo marginal de endeudamiento.

Los autores especializados coinciden en que el costo más adecuado es el marginal, es decir aquel al que la empresa puede seguir endeudándose y no al que ha registrado la empresa. El costo apropiado debe ser consistente con la estructura de capital que se fijo precedentemente y además debe reflejar las condiciones de mercado.

Un modelo muy utilizado considera que el costo de capital de terceros se compone de, la tasa de libre riesgo y la prima por riesgo específico de la propia empresa.

$$r_d = r_f + r_c$$

Donde:

r_d = costo de capital de terceros

r_f = tasa de libre riesgo

r_c = riesgo específico de la empresa

En países emergentes se debe introducir de nuevo el riesgo país en la definición del costo del capital. En este costo debe ser corregido ya que se debe incorporar el riesgo crédito o de default de la empresa. En este caso el riesgo de crédito de la empresa se define como la diferencia del riesgo país menos el riesgo de empresas de EE.UU., con la misma calificación considerada para el país.

$$r_p^* = r_p + r_c^{USA}$$

Donde:

r_p^* = riesgo país corregido

r_c^{USA} = riesgo de crédito empresas estadounidenses con igual calificación considerada para el país emergente.

Con lo que tenemos que el costo de endeudamiento en países emergentes es:

$$r_d = r_f + r_c + r_p^*$$

El riesgo específico para cada empresa viene dado por la misma calificación de riesgo que esta posea. Para obtener dicha información denominada *Spreads*, se utiliza la provista por las calificadoras de riesgo²¹.

Haciendo todas las consideraciones de la tasa de libre riesgo, la tasa de riesgo país corregida y la tasa específica de la empresa, tenemos valores de tasas para la deuda que oscilan entre 6,2% y 10,7%.

3.1.4 Medición del Capital invertido

Asociado a la determinación del costo de oportunidad del capital, está sin duda la determinación del capital puesto a disposición por la empresa para poder realizar las actividades.

Este capital invertido, llamado también capital inmovilizado, tiene asociado diferentes formas para determinarlo. Particularmente en el caso de empresas que utilizan capital intensamente, esta es la etapa más importante y controvertida a la hora de fijar las tarifas.

Existen cuatro alternativas para evaluar ese capital inmovilizado, ellas son:

- Costo histórico
- Costo de sustitución o Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)
- Costo de reposición
- Justo valor

a) Costo histórico o valor amortizado

Es el valor que efectivamente pagaron los inversores por las instalaciones y equipos, sustrayendo la depreciación acumulada. Este método es el más ampliamente utilizado para la definición de capital inmovilizado, simplemente porque es de fácil aplicación y define un valor preciso. En este caso, siempre existirá una diferenciación entre empresas que ofrecen idéntico servicio, simplemente por causa de las diferentes edades de sus instalaciones. La regulación basada en el costo histórico requiere un análisis a cada empresa y sólo se preocupa de limitar los precios monopólicos y

²¹ Kliksberg, B., en su libro "Primero la Gente" – 2009 – reconoce los sesgos de las calificadoras de riesgo y su influencia ética en la crisis actual. "El problema señalado por los críticos consistía en que eran pagadas por las corporaciones cuya deuda debían graduar, percibían millones en honorarios, y tenían un incentivo financiero en dar notas altas a valores que no lo merecían."

asegurar una determinada rentabilidad a las empresas, sin determinar una meta eficiente que refleje una cierta forma de competencia.

Por otro lado se requiere un análisis de las inversiones futuras de manera de incorporarlas explícitamente en las tarifas, asegurando en cierto modo que los inversionistas sean remunerados de acuerdo a los costos contables.

b) Costo de sustitución o Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

Es el costo actual de adquisición de nuevas instalaciones y equipos, que permitan ofrecer un servicio idéntico al proporcionado por las instalaciones existentes utilizando última tecnología y a mínimo costo. El concepto del VNR es tal, que se puede medir el costo eficiente y competitivo de una actividad monopólica a través de todos los insumos que se requieren para que dicha actividad se desarrolle, insumos que de por sí se transan libremente en el mercado.

Por lo que el VNR de una empresa representa a una empresa recientemente instalada con similares características de tamaño y topología, optimizada, de última tecnología y que compite en la misma área ofreciendo un costo de capital competitivo.

c) Costo de reposición

A diferencia del VNR, el costo de reposición representa lo que costaría construir las mismas instalaciones y equipos hoy, sin importar si los equipos están obsoletos o no. Este es el costo que corresponde al histórico y corregido por la inflación. Pudiéndose deducir algún porcentaje por la obsolescencia.

Una empresa regulada y valorizada según este mecanismo, y al igual que para el caso del costo histórico, no entrega mayores incentivos económicos, ya que para que una empresa sea más eficiente en la inversión no debe asegurarse la inversión ineficiente con periodos regulados.

d) Justo valor

Esta medición de capital inmovilizado se da cuando es evaluado subjetivamente por el organismo regulador. Frecuentemente, se calcula como la media ponderada entre los costos históricos y de reposición. En términos de incentivos, no existen mayores ventajas que en el caso del valor de reposición.

3.1.5 Conclusión sobre formas de medir capital inmovilizado

Claramente según sea la forma en que se mida el capital de las empresas y a través de ellos se pueda fijar el costo de oportunidad del capital, será de qué manera se cumplan los objetivos de la regulación a aplicar.

Simplificando el análisis, si los costos contables se asemejan a los costos económicos reconocidos por el regulador, aumenta el esfuerzo regulatorio de análisis de información de la empresa y aumentan las asimetrías de información, las cuales pueden afectar notoriamente los incentivos de eficiencia. Consecuentemente aparece una pérdida social potencial al no aprovecharse las mejoras de eficiencia. Dicha pérdida se refleja en mayores precios o costos para la sociedad, que no reflejan eficiencia en la inversión y operación necesarias para proveer un determinado servicio.

En ese sentido el valor económico de las instalaciones debe ser entendido como un conjunto de activos físicos competitivos capaces de ofrecer un precio eficiente y desplazar a las distribuidoras que no operan a un nivel de costos eficiente.

Desde el punto de vista de la eficiencia económica y a fin de minimizar las pérdidas sociales se puede plantear que el método de medición del capital más eficiente es el del VNR.

a) Como se compone el VNR

El VNR de la distribuidora se compone de tres partes principales:

- Instalaciones eléctricas
- Instalaciones muebles e inmuebles
- Intangibles, intereses intercalarios, capital de trabajo e ingeniería y diseño.

i) Instalaciones Eléctricas

En este caso se deben tener en cuenta las redes eléctricas, incluidas la compra e instalación de materiales primarios²². El cálculo del VNR es muy preciso y sólo requiere de un adecuado y óptimo diseño de la red, de acuerdo con los estándares dados por las normas²³ de aplicación en cada lugar, estableciéndose las cantidades necesarias y dimensiones de cada componente de la red.

²² Materiales primarios: Son todos aquellos materiales de alto costo, cuyo valor es mayor al costo de instalación. Se incluyen postes, transformadores, cables y elementos de protección.

²³ En el caso de la Provincia de Córdoba, se pueden utilizar las Especificaciones (ET) y Cartas (CT) Técnicas de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC).

Posteriormente se cotiza a precio de mercado dichos componentes, los cuales son escogidos según la última tecnología, y los costos de instalación. Finalmente se determinan costos unitarios por kilómetro lineal y por tipos de apoyos especiales en el caso de las redes, o por KVA²⁴ en el caso de los transformadores, incluyendo los costos de instalación y los derechos a pagar por el uso del espacio público.

ii) Instalaciones muebles e inmuebles

Esta componente del VNR se separa a su vez en:

- Terrenos, incluidas las servidumbres pagadas, las oficinas e instalaciones de bodega y maestranza, que en algunos casos se transfieren a las partidas de costos de operación y mantenimiento como costos de alquiler.
- Equipos de computación, oficina, comunicaciones, bodega y maestranza.
- Vehículos.

Cabe señalar que los medidores domiciliarios normalmente no se contabilizan por ser éstos adquiridos por los clientes a un mercado no regulado. De todos modos es muy común que la propia distribuidora ofrezca un servicio de comodato de medidores, por otro lado se debe minimizar la cantidad de bienes muebles e inmuebles considerando que algunas actividades pueden ser subcontratadas a otras empresas.

iii) Capital de trabajo

El capital de trabajo corresponde a los recursos necesarios para financiar el período que transcurre entre la fecha de pago de los costos de operación de la empresa, tales como la compra de energía, remuneraciones, suministros de terceros y la fecha de cobro de la facturación por las ventas realizadas;

Desde el punto de vista contable, el capital de trabajo corresponde a la diferencia entre el activo circulante y el pasivo circulante, estimándose en un doceavo de las entradas de explotación. Sin embargo algunos consultores lo estiman igual al ocho por ciento (8 %) del VNR de las instalaciones físicas.

iv) Bienes intangibles

²⁴ KVA: Unidad de potencia Eléctrica (Kilo Volt Ampere)

Los bienes intangibles son gastos de organización interna a fines de mejorar la gestión de la distribuidora y también para mejorar el servicio a los clientes. Aquí se incluyen los costos de:

- Capacitación de personal
- Gastos de desarrollo
- Procedimientos de explotación
- Reglamentos internos
- Mejoramiento de la imagen corporativa de la empresa
- Publicidad y relaciones públicas

Por ejemplo en algunos países, como por ejemplo Chile, este valor se establece en un 2% del VNR²⁵.

El VNR de la distribuidora se interpreta como el de una empresa que compite en ese mercado y que escoge la estrategia óptima de gestión y diseño en las instalaciones.

v) Intereses intercalarios

Estos intereses se calculan como el costo del capital inmovilizado durante el periodo de ejecución de las obras hasta que estas comienzan a generar retornos. Considerando una tasa de costo de capital dada para el proyecto, un período de ejecución de una obra y su costo asociado, es posible calcular su interés intercalario.

b) El VNR según la Densidad eléctrica de servicio

El método del VNR, utilizado para determinar el costo de capital, distingue distintos costos unitarios de reposición dependiendo de la densidad eléctrica, ya conceptualizada, a la cual se enfrenta una distribuidora, y que pueden ser catalogadas según áreas típicas.

Estas áreas definidas normalmente son: área rural, semi_urbana y urbana.

En zonas rurales, al ser las alturas permitidas de los conductores respecto al suelo menores²⁶, permiten disponer distancias entre postes mayores que en zonas urbanas, con los que el costo en estructuras por kilómetro es menor. En el mismo sentido los

²⁵ Berstein Llona, J. S.: Regulación en el sector Distribución Eléctrica – 1999 -

²⁶ Argentina: Referirse a las normas de la Dirección Nacional de Energía, o las normas de la Asociación Electrotécnica Argentina - A.E.A.

soportes²⁷ pueden ser de madera, los cuales son de menor costo que cualquier otro tipo de material utilizado como soporte de líneas aéreas. Se puede agregar que las líneas eléctricas son más extensas por lo cual se utilizan niveles de tensión eléctrica mayores a fin de optimizar las pérdidas.

Finalmente, en zonas menos densas existe una relación mayor entre transformadores y clientes, una menor razón de KVA por transformador y como consecuencia de ello un mayor costo por KVA.

Por lo citado se concluye que el VNR por cliente, por unidad de energía (KWh) o por unidad de potencia (kW) es mayor en áreas rurales que en zonas urbanas.

Según se analizará, existe un amplio debate sobre la definición y el cálculo del valor nuevo de reemplazo de las distribuidoras. Sin embargo este no es el único problema que ha surgido: Las economías de ámbito existentes en el negocio de la distribución, no sólo al nivel de las instalaciones, sino también en los costos de operación y mantenimiento pueden producir algunas distorsiones en la asignación eficiente de los recursos.

3.1.6 Efecto de las economías de ámbito en el costo de capital

En las instalaciones de las distribuidoras, el uso de las mismas para otros servicios ya sea propios y/o a terceros es una economía de ámbito. Para ilustrar podemos indicar el caso de los soportes que disponen de cierta capacidad disponible para sostener accesorios adicionales a los mínimos requeridos para la distribución de energía eléctrica, con lo cual es posible su uso para otros servicios como el de tendidos de video cable.

Sin embargo, la totalidad de la infraestructura se financia a través de los precios regulados que se cobra a los clientes cautivos de la distribución. En consecuencia los clientes cautivos también financian los activos que la distribuidora utiliza para proveer servicios no regulados propios o de terceros, lo que se puede también definir como un subsidio desde los clientes cautivos a los negocios competitivos.

Si se llevara el negocio de los soportes a licitación en competencia, es claro que se ofrecería un valor mucho más bajo que la anualidad del VNR de dichos soportes, a un valor equivalente a la anualidad del VNR de los mismos menos el margen anual del negocio del servicio de apoyo adicional que tienen, de manera que la renta esperada sea

²⁷ Córdoba (Argentina): Especificaciones Técnicas de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba.

cero para el ganador. Sin embargo este argumento tiene dos desventajas: en primer lugar aumenta seriamente el riesgo financiero de la firma si ésta pierde sus clientes. Las economías de ámbito se definen como el menor costo de una determinada firma que produce distintos bienes y servicios respecto de varias firmas produciendo cada una un bien o servicio por separado. Entre ellos se encuentran los clientes de más de 2 MW, apoyo a terceros como TV, Cable, Teléfono, Publicidad y Alumbrado Público.

Se supone un margen del negocio incremental, es decir, el costo de los soportes es hundido²⁸ y sólo se considera costos incrementales en costos directos y gastos generales.

Por lo tanto, el Valor Actualizado Neto del negocio de los soportes es igual a cero especialmente en un contexto de oferta de redes de telecomunicaciones subterráneas.

Esto no es cierto, evidentemente, si la distribuidora tuviera el monopolio de servicio de apoyo. En segundo lugar discrimina los precios para distribuidoras con similares densidades dependiendo de si ésta provee o no servicio de apoyo. En tercer lugar no es lícito descontar el margen incremental del negocio de soporte de terceros, si bien en la realidad de la distribuidora el negocio está realizado, puesto que al asumir el concepto de VNR, se supone que el negocio de soporte de terceros es un fin de la infraestructura y por lo tanto no es un costo hundido. Las siguientes ecuaciones explican este concepto:

Sea AVNR' la anualidad del Valor de Reemplazo de los soportes que se recupera a través de las tarifas eléctricas. Se entiende que en valor presente de estas anualidades se obtiene el VNR relacionado a la actividad de distribución eléctrica a través de los soportes. Sea VN el valor del negocio de apoyo a terceros, es decir, el margen actualizado a un determinado horizonte. El inversionista en competencia o licitación está solo interesado en recuperar sus activos- los soportes- a una determinada rentabilidad. Este valor, en valor presente, es el VNR de la infraestructura. Entonces:

$$VNR' + VN = VNR$$

o bien,

²⁸ Costo hundido: Porción del costo fijo que no se puede recuperar.

$$\frac{AVNR'}{F} + \frac{M}{F} = \frac{AVNR}{F}$$

Dónde F es el factor de recuperación del capital y M es el margen anual del negocio de apoyo a terceros. Asumiendo que la tasa de riesgo del negocio eléctrico y de servicio de apoyo son iguales, se puede simplificar por F obteniendo:

$$AVNR' = AVNR - M$$

Dicho de otra manera, se deduce del ingreso remunerable el margen del negocio de apoyo a terceros para obtener el ingreso remunerable a través de tarifas reguladas. Suponiendo ahora que el regulador se refiere a un margen incremental, muy posiblemente el margen se asemeje al ingreso por concepto de apoyo. Sin embargo, al retomar el concepto de licitación en competencia, el hecho de fijar tarifas eléctricas asumiendo que la distribuidora deberá contratar apoyo a terceros implica que parte del costo de infraestructura se deberá asignar al negocio de apoyos, y por lo tanto el margen M no es equivalente al ingreso, sino a una porción de éste. En consecuencia la ecuación anterior se modifica a:

$$AVNR' = AVNR - \beta M$$

Dónde el factor β es un valor entre 0 y 1, que indica cómo se afecta el margen del negocio de apoyo en la medida que los costos de soportes no están hundidos y se asignan en una determinada proporción al negocio de apoyo. En resumen, las tarifas eléctricas no deben expropiar la totalidad de las rentas por este tipo de servicios, sino una parte de ésta.

3.2 Costo de Operación y Mantenimiento

3.2.1 Componentes de costos operacionales

Los costos operacionales comprenden la remuneración del personal técnico y administrativo, los alquileres de inmuebles, los cuales incluyen en forma implícita las propiedades de la distribuidora, y los costos de mantenimiento de la infraestructura para el desarrollo de la actividad como son las líneas y las

subestaciones. Además se incluyen los consumos propios y los servicios externos que normalmente las distribuidoras subcontratan a terceros tales como, mantenimiento eléctrico, lectura de medidores, notificaciones, distribución de facturas, vigilancia, etc.

Los costos de operación y mantenimiento dependen del área típica que una distribuidora está abasteciendo. En áreas urbanas, se requiere una estructura diferente a la necesaria para áreas de menor densidad o rurales. Las distribuidoras resuelven la operación con personal propio, en la mayoría de los casos con mayores costos, o con personal contratado, lo que acarrea como desventaja que el dinero sale fuera del ámbito de la distribuidora. En el caso de ámbitos de baja densidad la mayoría de las Distribuidoras son Cooperativas (en Argentina), esto hace que la contratación de personal por fuera de su estructura sea esporádica ya que implicaría ir en contra de su esencia.

Los costos determinados por la estructura organizacional se evalúan en función del número del personal jerárquico, supervisores, administrativos, secretarías y personal de mantenimiento necesario. La suma total de trabajadores dividido por el número de clientes que sirve la distribuidora, como se ha manifestado precedentemente, debe estar en un rango adecuado de clientes por trabajador, para que sea eficiente.

Finalmente el costo administrativo y técnico resulta de multiplicar el número de trabajadores por sus respectivos sueldos y posteriormente sumar el total.

3.2.2 Efecto de las economías de ámbito

Las partidas de costos de operación y mantenimiento en una empresa distribuidora revisten mayor subjetividad en comparación con el cálculo del VNR.

Esto se debe a que por un lado, muchas distribuidoras están integradas verticalmente con empresas transmisoras y generadoras (si bien esa integración es lo que trata de vencer la regulación) y no realizan una contaduría separada de los gastos en que se incurre en cada área. Por otro lado, las compañías distribuidoras desarrollan negocios no sujetos a regulación en los cuales pueden aprovechar las economías de ámbito, tales como servicios de ingeniería, instalación de empalmes, mantenimiento de medidores, entre otros. Con este mismo fin, las distribuidoras también han invertido en otras empresas de servicio público sujetas a regulación o no, como sanitarias, redes de distribución de gas, agua potable, videocable, servicios sociales, etc., pudiendo destinar personal administrativo y operativo a varios negocios en forma simultánea.

Para regular una empresa distribuidora, es preciso determinar el costo mínimo necesario para realizar la actividad regulada. Como se explicó anteriormente, si dichos costos pudieran compartirse con actividades competitivas, los clientes no solo financiarían los costos del negocio regulado, sino también subsidiarían el negocio no regulado.

3.2.3 Otras consideraciones

No sólo las distribuidoras desarrollan áreas de negocio competitivas. Asimismo, negocios competitivos han incursionado en negocios de distribución. Tal es el caso en Chile de aquellas industrias ubicadas en áreas rurales que en sus inicios autogeneraban sus requerimientos y distribuían sus excedentes a la población local. Con los beneficios de la interconexión, años más tarde, dichas industrias optaron por comprar energía a grandes generadores y continuar su servicio de distribución, como negocio anexo a la actividad principal. De este modo se aprovecharon recursos humanos y materiales en forma compartida entre la actividad competitiva y la regulada.

3.3 Costo por la compra de Energía y Potencia

En la mayoría de los países existen restricciones para que una misma empresa pueda participar en más de una de las etapas en las que está dividido el mercado de la energía eléctrica. Con lo cual los distribuidores, que forman parte del último eslabón antes de llegar al usuario final, deben pagar a los otros actores del mercado, por la generación y por el transporte de la potencia y la energía eléctrica hasta el ámbito de cada distribuidora.

A los generadores se debe pagar un precio P , a los transportistas se debe pagar por el transporte y las pérdidas que se hayan producido a lo largo de toda la línea de transmisión, un precio P_{ed} , que corresponde al precio al cuál una distribuidora compra la energía y potencia que necesita para abastecer sus consumos. Este precio es el precio de entrada a la distribución.

Las distribuidoras cobran exclusivamente por el uso de la infraestructura, las pérdidas en las líneas, transformadores y conexiones, sin embargo deben traspasar el precio de compra de la energía y de la potencia comprada y transportada aguas arriba a los consumidores. A esta forma de traspaso de costos se lo denomina Pass Through.

El análisis que sigue se refiere a los precios de la generación y del transporte en la Argentina.

3.3.1 Origen del precio de generación

Para el caso argentino como se dijo está conformado un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que se compone de la siguiente manera:

- Un Mercado a Término, en donde se pueden celebrar contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores de la energía eléctrica
- Un Mercado Spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Centro de Carga del Sistema
- Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.

La coordinación de la operación técnica y administración del MEM se realizará a través de un Organismo Encargado del Despacho, que está representado por CAMMESA.

a) Mercado a término

Los agentes del MEM pueden celebrar contratos por cantidades, precios y condiciones libremente pactadas entre las partes:

Los contratos se refieren a compra de *potencia*; en este caso un generador compromete la disponibilidad de potencia (reserva fría) como reserva para ser convocado por el contratante cuando este lo requiera. La máquina contratada solo intervendrá en el despacho del MEM y solamente generará cuando resulte convocada por CAMMESA. Estando despachada, la generación debe ajustarse a las condiciones del contrato y no será comercializada en el mercado SPOT ni intervendrá en la fijación de los precios estacionales. Cada máquina tendrá como máximo un contrato de reserva fría, cobrará por la potencia puesta a disposición, en la medida que se verifique su disponibilidad real, y cuando resulte convocada cobrará por la energía generada de acuerdo a contrato. Los generadores del Estado no pueden celebrar contratos, por lo tanto comercializan toda la energía en el mercado spot. Aunque la existencia de contratos no implica tener prioridad en el despacho.

Se trata de garantizar el desarrollo del mercado a través de los contratos de concesión con los distribuidores que son agentes del MEM. En estos contratos se refleja claramente la obligación de satisfacer la demanda de sus propios usuarios, sino son severamente penalizados, con lo cual deben garantizarse niveles adecuados para atenderlos. Por lo tanto pueden lograrlo a través de contratos en el mercado a término con precios y cantidades libres, una parte y otra porción deben canalizarla en el mercado spot.

La ventaja de los contratos a término es que provocan estabilidad en el mercado sobre todo en las actividades de los generadores.

Para evitar la especulación del mercado a término se establecen los llamados precios de referencia estacionales. Al distribuidor que establece los precios en base al precio mayorista al cual se abastece más el valor agregado de distribución (VAD), se reconocerá como precio de abastecimiento el precio estacional fijado por CAMMESA. Estos precios tienen una actualización trimestral. De esta forma también se logra suavizar la volatilidad del mercado horario spot en los precios finales a los usuarios.

Los precios percibidos por los consumidores finales reflejan las distintas condiciones cambiantes de la oferta y la demanda, pero en forma estacional lo que implica variaciones menos abruptas.

b) Mercado Spot

i) Costos Marginales de corto plazo²⁹

De acuerdo a la ley 24.065 el mercado Spot se rige por precios de sanción por cada hora de acuerdo al costo marginal de corto plazo. Dicho costo está constituido en base al consumo de combustible.

La curva de oferta del mercado está dada por la sumatoria de las curvas de ofertas de las máquinas individuales. El costo marginal del sistema está determinado por el costo de la máquina más ineficiente en operación en ese momento.

Una situación particular se da cuando la demanda tiende superar la oferta, para lo cual el precio de la energía sube para lograr el equilibrio por lo que puede darse el caso que

²⁹ Costo Marginal de Corto Plazo es el costo de generación del último MWh puesto a disponibilidad en el sistema.

el precio puede superar en gran medida el costo marginal de corto plazo de la máquina más ineficiente del sistema e incluso puede esta máquina generar alguna cuasi-renta³⁰.

Se puede observar cual es una de las funciones esenciales que tiene CAMMESA, que es la de garantizar el abastecimiento más eficiente de la demanda de energía eléctrica. El procedimiento por tanto consiste en minimizar el costo de producción del sistema, lo que se garantiza a través de ir despachando las máquinas de acuerdo a sus costos crecientes a medida que aumenta la demanda. La igualdad del precio con el costo marginal de corto plazo garantiza que la oferta y la demanda sean iguales y que el precio pagado por el último MWh sea igual al costo de proveerlo.

Este sistema de precios por costo marginal de corto plazo funciona bien cuando la oferta supera a la demanda ya que beneficia a quien produce energía a menor costo, en este caso las empresas generadoras tratarán de que los costos de generación sean los menores para aprovechar al máximo las ventajas del sistema.

Sin embargo existe una objeción importante a este criterio de fijación según el costo marginal de corto plazo. Porque si ocurre que el sistema trabaja al límite de su capacidad se debe considerar la conveniencia de aumentar la capacidad de generación y debe evaluarse si convienen dichas ampliaciones mediante el criterio de aplicar a los precios el costo marginal de largo plazo. Esto tiene como consecuencia que se debe contar con una buena predicción del aumento de la demanda, como también la capacidad financiera de las empresas generadoras para poder hacer frente a las ampliaciones de demanda requerida, tratando por otro lado de que las ampliaciones se lleven a cabo en forma eficiente, cumpliendo los plazos y costos presupuestados.

El análisis realizado anteriormente no contempla muchos de los factores que afectan por otro lado el costo de generación y que modifican por tanto las curvas de oferta y demanda del mercado.

Variaciones de la oferta:

³⁰ Cuando se habla de cuasi-renta, es para designar beneficios adicionales que se producen como derivaciones del proceso de formación de los precios. Como el precio de los productos se determina por el costo de producción, los productores que hayan introducido mejoras en sus instalaciones, producirán en condiciones más ventajosas y obtendrán una ganancia por el aumento de los ingresos relativos. La semejanza de esta ganancia con la renta, está en que es una consecuencia y no una causa de la formación del precio. La diferencia consiste por el contrario, en que la renta es permanente y las cuasi-rentas tenderán a desaparecer con el tiempo, en la medida en que se generalicen las mejoras o desaparezcan las situaciones especiales del mercado que les dieron origen.

- Cambios en los precios de los combustibles, tanto el gas-oíl como el fuel-oíl se ven influenciados por los mercados internacionales, por que en determinados periodos del año estos se importan.
- Disponibilidad del gas, sobre todo en invierno, por lo tanto la misma máquina tiene que quemar otro tipo de combustible de mayor costo en determinado periodo del año.
- Cambios en la disponibilidad de las máquinas, ya sea por desperfectos o por mantenimientos programados. Por ejemplo el caso que si una máquina no puede generar por no estar disponible el costo marginal aumenta a valores de las máquinas más ineficientes.

Variaciones de la demanda:

- La demanda de electricidad tiene una elasticidad ingreso mayor a la unidad³¹. Se puede deducir que la demanda de energía es realmente compleja.
- También las condiciones climáticas ejercen una influencia importante sobre la demanda de energía eléctrica, del mismo modo que el día de la semana que se considera.

Una simplificación incluida consiste en considerar que tanto la generación de energía como la demanda a abastecer se encuentran en el mismo ámbito geográfico. Como esto no es así se requiere de una amplia red de transmisión, con lo que surge la necesidad de introducir una diferenciación geográfica, para lo cual se establece un centro de cargas del sistema que se halla ubicado en Ezeiza (Gran Buenos Aires).

Entre la Capital Federal y el Gran Buenos Aires., se concentra alrededor del 40 % del consumo de energía del Sistema Interconectado Nacional. Como se debe transmitir energía entre regiones, surge la definición de factores de nodos a través de los cuales se tiene en cuenta la pérdida de energía en la transmisión.

Si una máquina generadora produce energía a un costo marginal de corto plazo, medido por el costo del combustible y con los factores de flete del mismo asociados para la zona, a \$100/MWh, e inyecta dicha energía en un nodo exportador alejado del centro de carga, siendo las pérdidas de transmisión del 1,5 % para que esa energía llegue al centro de carga; su factor de nodo será de 0,97, el cual tiene en cuenta el doble de las pérdidas originadas por la transmisión. Si esta máquina determinara el costo marginal

³¹ Elasticidad ingreso mayor que uno significa que la variación porcentual de la demanda de energía es mayor que la variación porcentual del ingreso.

del sistema, este ascendería a \$ 103/MWh, que resulta de dividir el costo marginal de la máquina por su factor de nodo. La remuneración al generador se hace al precio del nodo y la diferencia entre el valor en el centro de carga y el nodo exportador remunera la transmisión.

Es bueno resaltar que el precio neto percibido por un nodo exportador de energía es inferior al que prevalece en el centro de carga del sistema, o es decir lo mismo, el factor de nodo es inferior a la unidad.

Un nodo importador debe pagar un valor superior al vigente en el centro de carga a los fines de pagar las pérdidas de transmisión, por lo que el factor de nodo resulta superior a la unidad.

Cuando CAMMESA define la curva de oferta debe tener en cuenta los respectivos factores de nodo para el cálculo de los costos marginales de corto plazo, por lo que el cálculo de estos factores es fundamental para proceder al despacho económico.

Otras cuestiones que no han sido tenidas en cuenta en el modelo presentado de costo marginal de corto plazo se refieren a los siguientes:

- Máquinas excluidas: estas máquinas no forman el costo marginal del sistema siendo remuneradas de acuerdo a su costo operativo. CAMMESA ha excluido algunas máquinas que por lo tanto no conforman el costo marginal, esto se da cuando existen máquinas de alto costo operativo que se ponen en marcha cuando existen restricciones técnicas en el sistema (sobre todo mantener niveles de tensión en determinadas líneas), o cuando algunas máquinas deben quemar combustible más caros porque no hay disponibilidad de gas natural.
- Importación de energía eléctrica: el modelo preveía que todas las máquinas pertenecían al país, pero si se importa energía el valor de importación no es tenido en cuenta como máquinas adicionales al sistema y se calcula el sobre costo que esta compra representa y se adosa al costo marginal de corto plazo del sistema.
- Generación forzada: en este caso una máquina que ya ha sido despachada, por un determinado período y sigue en funcionamiento luego del mismo debido a restricciones en el despacho óptimo. Esto es debido al elevado costo que representa efectuar arranques y paradas de ciertos equipos, por lo que se considera conveniente mantenerlos en operación y remunerarlo por su costo operativo.

ii) Análisis del mercado spot

Como vimos los factores que influyen en el comportamiento de la oferta y la demanda de energía son cambiantes y aleatorios. Aunque algunos elementos adicionales como la importación de energía o la exclusión de ciertas máquinas que tienden a atenuar las oscilaciones del costo marginal de corto plazo, el mercado spot presenta una gran inestabilidad. Podemos ver en los gráficos que siguen la evolución horaria del costo marginal del sistema.

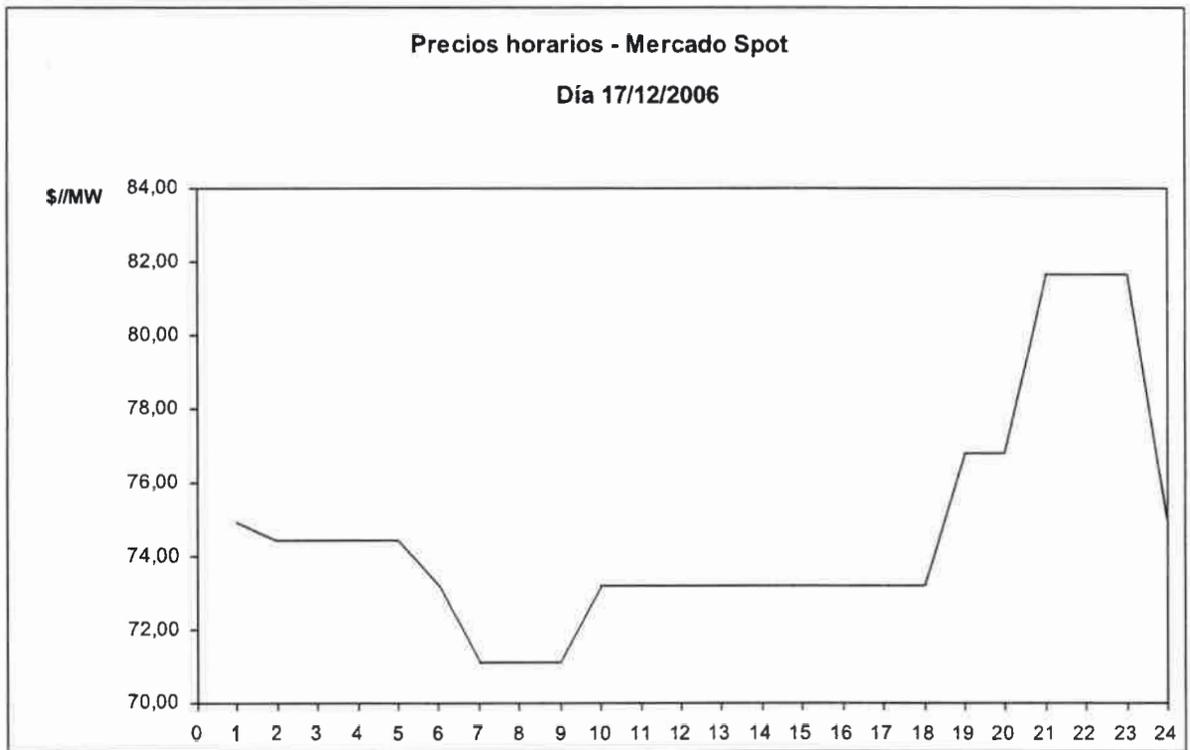


Fig. III.3.1 Precios Horarios Mercado Spot – Fuente: Generación propia Estadísticas de CAMMESA

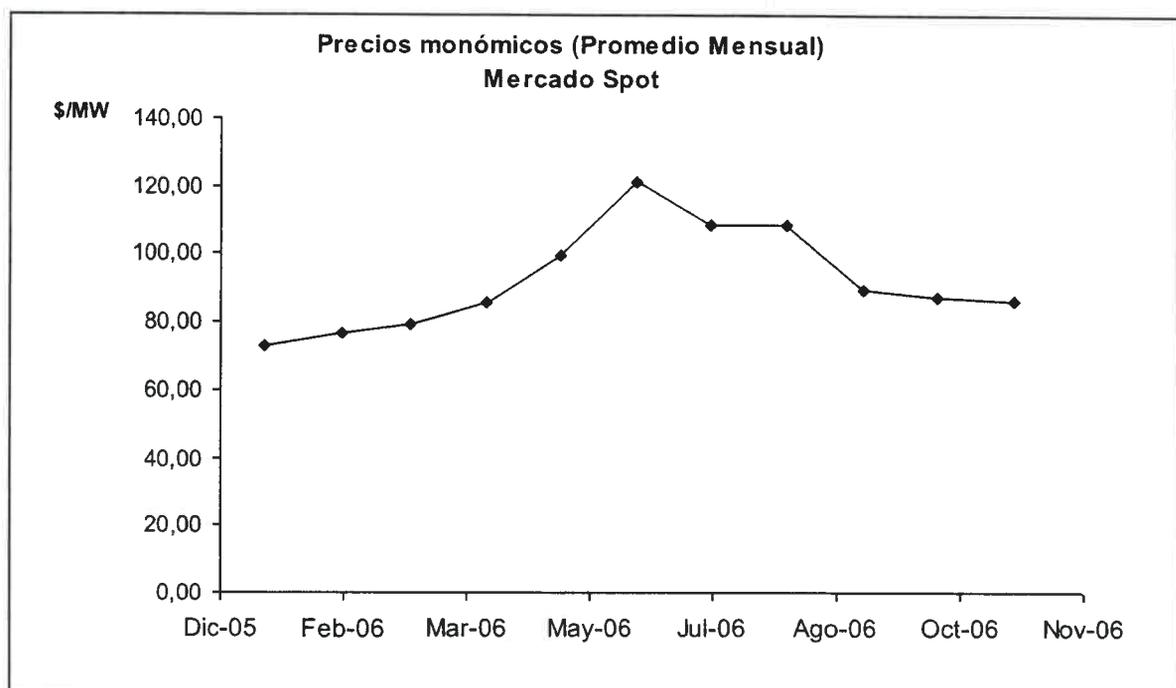


Fig. III.3.2 Precios monómicos – Mercado Spot – Fuente: Generación propia Estadísticas de CAMMESA

El precio monómico de la energía incluye la remuneración por energía, ya sea el costo generado por el costo marginal como así también la adicional por riesgo de falla a los cuales además se le adiciona el cargo por potencia puesta a disposición.

Se observa un incremento en los precios monómicos medios en los meses de junio – julio de 2006, lo cual está relacionado con que en esos meses se produjeron las máximas demandas históricas del sistema, que llevó a que entraran en servicio máquinas de elevados costos.

c) Precios estacionales a los Distribuidores

i) Programación estacional

Para poder realizar la programación estacional se necesita contar con una base de datos estacional que se nutre de la información que deben enviar a CAMMESA, los agentes del MEM. Para poder describir la programación se utilizarán ejemplos de la “Programación del período agosto _ octubre de 2009”.

- Demanda de Energía Eléctrica

Con la información recibida por parte de las Distribuidoras, Grandes Usuarios y Autogeneradores, se elaboran los valores agregados por región, jurisdicción o provincias y sus correspondientes tasas de crecimiento.

- Evolución de la demanda

Se muestra a continuación, la evolución de la demanda prevista para el trimestre Agosto-October de 2009. La muestra se hace de acuerdo a las regiones en las cuales se divide al país:

Tabla III.3.1: Reprogramación estacional – Agosto – Octubre 2009

Trimestre Agosto – Octubre 2009			
Región	Demanda GWh	Evolución %	Participación %
COM	1101	9,3	4
CUY	1528	0,1	6
LIT	3298	1,2	12
NEA	1325	3,4	5
NOA	2013	3,4	8
CEN	2434	6,4	9
BAS	3439	1,1	13
GBA	10615	2,4	40
PAT	7,66	-24,4	3
TOTAL	26519	1,6	

Fuente: CAMMESA

Donde:

COM = Región del Comahue

CUY = Región Cuyana

LIT = Región del Litoral

NEA = Región del Nor-Este Argentino

NOA = Región del Nor-Oeste Argentino

CEN = Región Centro

BAS = Provincia de Buenos Aires

GBA = Gran Buenos Aires y Capital Federal

PAT = Región Patagónica

Tabla III.3.2: Demanda – Agosto – Octubre 2009

Trimestre Agosto – Octubre 2009			
	Demanda	Evolución	Participación
	GWh	%	%
Distribuidores	21733	3,3	82
GUMAs y Autogeneradores	4786	-5,4	18
TOTAL	26519	1,6	

Fuente: CAMMESA

Para el trimestre Agosto-Octubre 2009, los agentes Distribuidores prevén un crecimiento del 3,3% mientras que los GUMAS³² un decrecimiento del -5,4%³³.

- Oferta de Energía Eléctrica

Para el caso de la oferta CAMMESA realiza predicciones de acuerdo con modelos que trabajan en base a hipótesis, para la reprogramación agosto-octubre 2009, estas fueron:

- Aportes hidráulicos: Se consideran todas las crónicas de la Base de datos Estacional. Para la región Comahue se le quitó peso a las crónicas muy pobres y a las extra ricas. Lo mismo se aplicó al 10% de los aportes más ricos del río Uruguay.
- Gas: Volúmenes acordes con la disponibilidad actual del producto
- Fuel-Oil: Limitado a 90000 Tn/sem.

³² Los consumidores de energía eléctrica, pueden adquirir la energía y la potencia de dos formas distintas:

- A través del distribuidor de su área
- Directamente a un generador reconocido por el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Estos últimos se clasifican en:

- Grandes Usuarios Mayores (GUMAS), cuya Demanda Máxima de Potencia es mayor o igual a 1 Mw y de Energía mayor o igual a 4380 MWh anuales
- Grandes Usuarios Menores (GUME), cuya Demanda Máxima de Potencia es mayor a 30 Kw y menor de 2000 Kw (Medición de tarifa triple)
- Grandes usuarios particulares (GUPA), cuya Demanda Máxima de Potencia es mayor de 30 Kw y menor de 100 Kw (Medición tarifa simple)

³³ Fuente: CAMMESA. Reprogramación Agosto-Octubre 2009.

- Gas-Oil: Limitado a 91000 m³/sem.
- Importación/Exportación Brasil: Se considera solo importación de emergencia
- Utilización de embalses: Operatoria de embalses de acuerdo a las Normas de Manejo de Aguas preservando reservas

Con esas hipótesis el escenario de Oferta de Energía y Potencia eléctrica es el siguiente:

Tabla III.3.3: Despacho real 2008 y previsto – Agosto – Octubre 2009

			Despacho Gen. (Mw med)
Real Ago-Oct 2008			Previsto Ago-Oct 2009
Térmico	6451	Alto	8094
		Medio	7431
		Bajo	6796
Hidráulico	5212	Alto	4771
		Medio	4146
		Bajo	3464
Nuclear	841	Alto	774
		Medio	774
		Bajo	774
Importación	96	Alto	59
		Medio	59
		Bajo	59

- Precios Estacionales para los Distribuidores

Usando simulación estocástica, mediante el uso de las series hidrológicas, se obtienen valores semanales para el período que abarca la programación estacional. Estos valores semanales son promediados a su vez y se obtienen valores mensuales, trimestrales y semestrales, con lo cual se elimina la variabilidad o volatilidad.

Los precios monómicos medios resultantes obtenidos para la reprogramación estacional del periodo Agosto-October 2009, para una probabilidad de excedencia de 10%, son los siguientes:

Tabla III.3.4: Precios previstos – Agosto – Octubre 2009

Precios en \$/MWh	
Precio medio de la energía	108,29
Energía Adicional	30,05
SCTD ³⁴	413,99
Sobrecosto del combustible	36,60
Potencia despachada	6,99
Reserva de potencia	-10,44
Servicios Asociados a la potencia	20,25
Servicio de reserva instantánea	0,03
Precio Monómico	605,75

Fuente: CAMMESA

El precio estacional de la energía tiene como finalidad estabilizar los precios que cobran los distribuidores lo que permite un mejor uso de la electricidad a sus clientes cautivos.

Es bueno dejar en claro entonces que el objetivo de la programación estacional es fijar valores estabilizados para los distribuidores para un periodo semestral, pudiendo cambiarse dichos valores en caso de detectarse apartamientos significativos entre lo previsto y lo efectivamente sucedido al fin del primer trimestre (reprogramación trimestral). Los valores que se refieren a semestres sucesivos cumplen una función diferente, ya que indican el desempeño probable del sector, que puede verse significativamente alterado ya sea por la evolución tanto de la demanda como de la oferta.

Es importante observar a si mismo las evoluciones de los precios medios spot mensuales y compararlos con los precios sancionados para el mercado estabilizado de los distribuidores.

³⁴ SCTD: Sobrecostos debido a la utilización de combustible alternativo al gas. Res. N° 240/03.

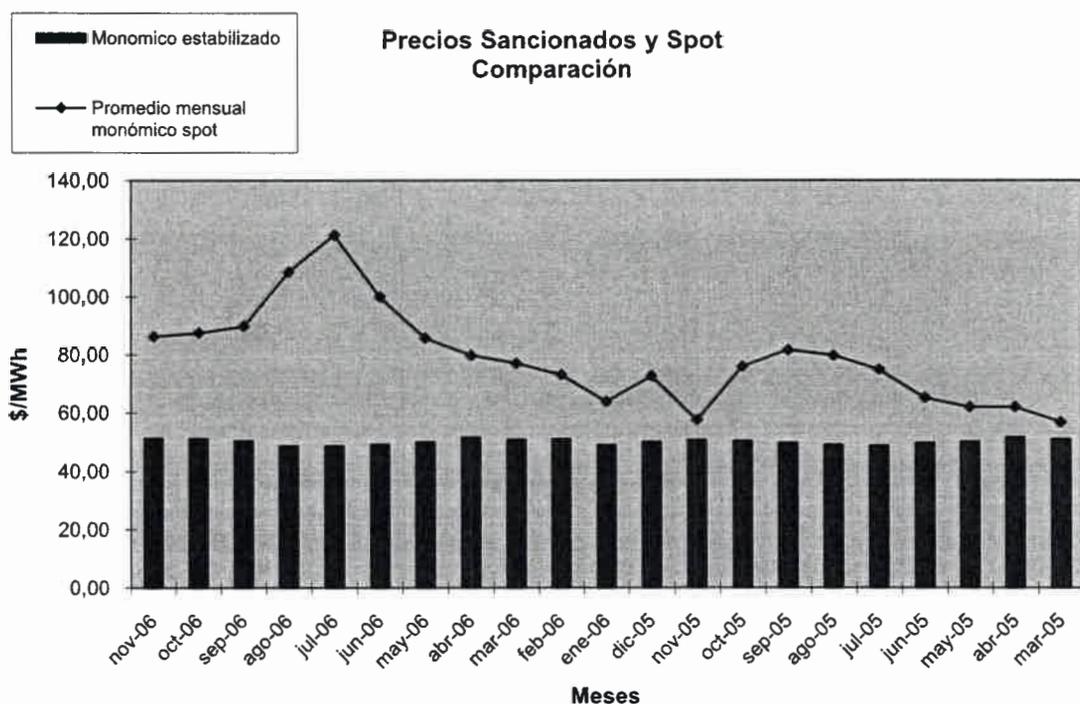


Fig. III.3.3 Precios monómicos sancionados y precios Spot - Fuente: CAMMESA
– Generación propia

ii) Fondo de estabilización

Este fondo es administrado por CAMMESA y se genera a partir de las diferencias entre los precios estacionales cobrados a los distribuidores y los precios spot pagados a los generadores, por la energía comercializada en el mercado spot.

La distorsión entre los precios spot y los precios estacionales observados derivan de la aplicación de una serie de Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación³⁵, que fueron aplicadas a partir de la declaración de la emergencia económica, financiera, cambiaria y social mediante la ley N° 25.561 del año 2001, y que hace abandono de la convertibilidad de la moneda local respecto al dólar estadounidense. Todas estas resoluciones tenían por finalidad adecuarse al nuevo contexto macroeconómico, creado

³⁵ Las resoluciones más importantes de la SE que modificaron el funcionamiento del MEM fueron:

- Resolución N° 2/2002
- Resolución N° 8/2002
- Resolución N° 246/2002
- Resolución N° 1/2003
- Resolución N° 240/2003
- Resolución N° 406/2003
- Resolución N° 984/2003
- Resolución N° 93/2004
- Resolución N° 451/2004

por la salida de la convertibilidad. Evidentemente esta situación generó una profunda distorsión en el mercado eléctrico y que aun hoy no puede ser revertido a fin de que el mercado funcione como si fuera perfectamente competitivo.

3.3.2 Origen de precios del Transporte

La actividad de transporte tiene muy limitada la competencia. En primer lugar porque existe una red unificada que es el Sistema Interconectado Nacional (SIN), y en segundo lugar se lo ha considerado, como es también el caso de la distribución, con las características de un monopolio natural³⁶.

Por lo tanto la competencia está condicionada por el tamaño de la demanda por un lado, además a la indivisibilidad de la inversión y a la magnitud de las economías de escala.

Estos considerandos previos crean la necesidad de la regulación del transporte, que debe disponer un esquema regulatorio que no resienta el mercado de la energía eléctrica en general.

Este esquema regulatorio está basado en un sistema de remuneraciones, teniendo la posibilidad de acceso ilimitada a la red y que intenta lograr la expansión del sistema de interconexión.

La regulación, fija tarifas y exige cumplir con ciertos estándares de calidad, no pudiendo integrarse la generación, ni la distribución o comercialización de energía eléctrica, con el beneficio de prestación exclusiva por parte del concesionario, tanto de la red actual como de las ampliaciones futuras de la misma.

El transporte en la República Argentina se define como el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión (STEEAT) que es el conjunto de instalaciones de transmisión, de tensión igual o superior a 220 KV, y está destinada a transportar energía entre regiones eléctricas.

La división sur de esa red está destinada principalmente al transporte masivo de la energía generada en la zona del Comahue al mercado de consumo. La división Norte por otro lado interconecta regiones abastecidas con generación propia e intercambia potencia en general inferiores a su capacidad.

El concesionario actual de la red de transporte es la empresa Transener S. A.

Otro sistema de transporte aparte del de alta tensión es el Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal (STEEDT), que es el conjunto de instalaciones de

³⁶ Las condiciones para definir un monopolio natural se darán mas adelante.

transmisión en tensión igual o superior a 132 KV y menor de 400 KV, destinadas fundamentalmente a vincular eléctricamente en el interior de una misma región eléctrica a Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios, entre si, con el STEEAT o con otros STEEDT, bajo las mismas condiciones que el sistema de Alta Tensión, es decir incluyendo el equipamiento actual más el de futuras ampliaciones de acuerdo al Reglamento de Acceso.

Este sistema está formado básicamente por cinco grandes transportistas regionales y que tienen las siguientes características:

Región del NOA cuya empresa transportista es TRANSNOA que son líneas de transporte de 132 KV.

Región del NEA donde la empresa transportista es TRANSNEA, con líneas de transporte de 132 KV

Región de Cuyo donde la empresa transportista es DISTROCUYO, con líneas de transporte de 132 KV

Región del Comahue donde la empresa transportista es TRANSCOMAHUE

Región de la Patagonia donde la empresa transportista es TRANSPA, con línea de 330 KV y 132 KV.

Región que comprende toda la Provincia de Provincia de Buenos Aires cuya empresa transportista es TRANSBA.

Sistema Interconectado Argentino (SADI)

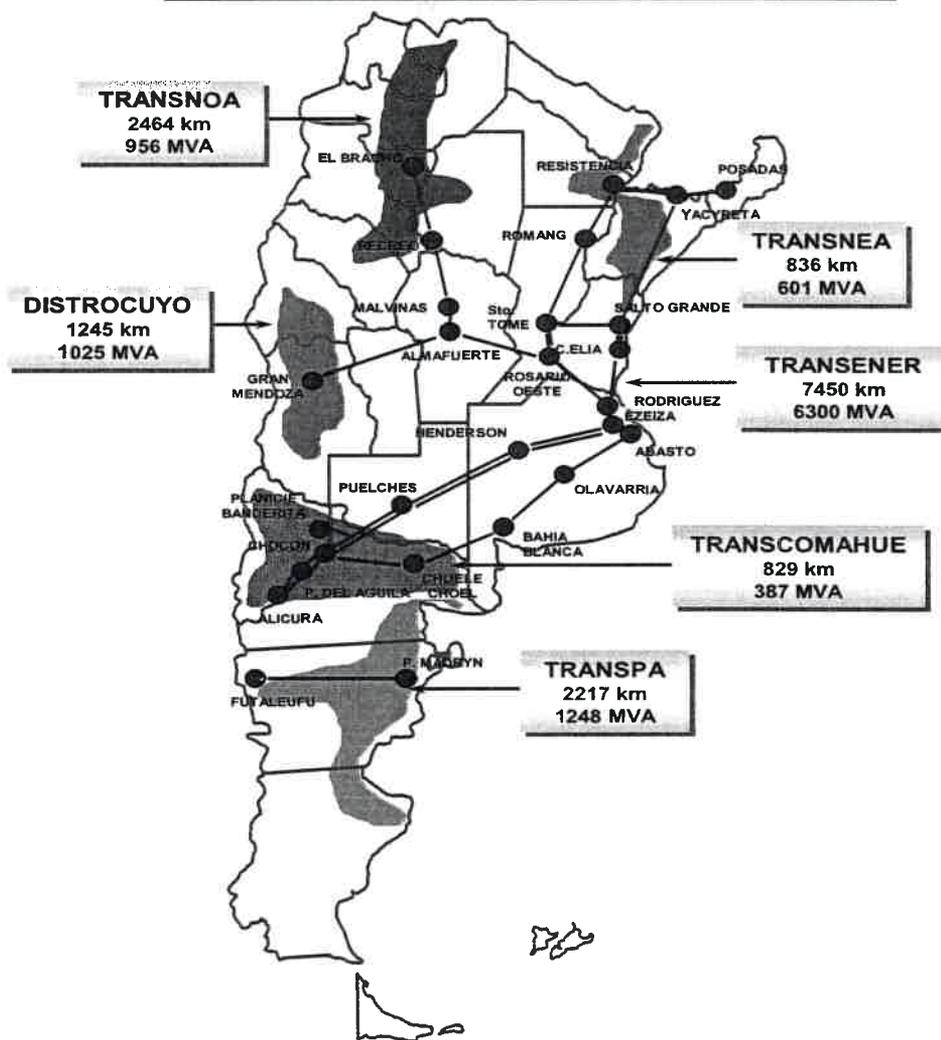


Fig. III.3.4 Mapa de la red de transporte en la Argentina - Fuente: CAMMESA

Aparte de los dos sistemas de transporte el STEEAT y STEEDT conviven las empresas provinciales de energía, que aún subsisten, y que poseen líneas de distribución troncal y que no pertenecían a la ex AYE³⁷, por lo tanto organizadas y reguladas bajo la órbita de las provincias. Como es el caso de Córdoba en donde actualmente la empresa esta verticalmente integrada y no operan al transporte como actividad separada.

³⁷ AYE: Agua y Energía Eléctrica, era una empresa del Estado Nacional cuyas líneas de transporte que le pertenecían pasaron a manos de empresas privadas actuales concesionarias de las mismas.

Se incluyen además de Transener y las DISTRO³⁸ en la actividad de transporte los llamados transportistas independientes que se crean para hacerse cargo de la construcción, operación y mantenimiento de las nuevas líneas que requiera el STEEAT y el STEEDT, estas empresas se manejan a través de contratos.

Precios del transporte

El transporte es remunerado de acuerdo a criterios de costos marginales, con la cual se indica que el costo marginal de generar electricidad en dos puntos geográficos distintos no debe diferir más que los costos marginales de transportar la electricidad entre ellos.

El costo marginal de corto plazo está dado fundamentalmente por las pérdidas de energía eléctrica producidas en la transmisión cuando no se excede la capacidad existente del sistema de transporte y debe adosarse el costo de congestión cuando se excede la capacidad de las líneas, debiéndose incluir en este último además las restricciones físicas a su uso, como el redespacho en la generación, que es el costo adicional de generación que se produce en determinados momentos cuando las plantas de generación deben ser redespachadas a fines de mantener flujos aceptables en las líneas de transmisión.

La existencia de estos costos de congestión complica la determinación del costo marginal debido a que la congestión está ligada a un gran nivel de incertidumbre sobre todo respecto a cuándo puede ocurrir y por cuánto tiempo.

Otro inconveniente que se suma es que los ingresos por costos marginales suelen ser insuficientes para cubrir necesidades de expansión futura y no reflejan tampoco los costos de mantenimiento. Por otro lado hay un incentivo perverso en este tipo de remuneración ya que el costo marginal de corto plazo ligado a las pérdidas de transmisión, cuanto mayores sean estas serán mayores los ingresos que corresponden al transportista. Este punto de vista planteado tiene dos aristas, por un lado se va en contra de la calidad del servicio y por la otra constituye un aliciente para la entrada de nuevos transportistas. Que de ocurrir puede provocar una caída de los costos marginales que implicaría que el nuevo transportista no pueda superar los problemas para recuperar su inversión.

³⁸ DISTRO: Empresas concesionarias del Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal

Por lo que La remuneración prevista por CAMMESA está dada según lo indicado en Los Procedimientos³⁹, y estará integrada por los siguientes conceptos:

a) La energía transportada

En este caso se usó el criterio de que el sistema de precios del transporte transmita una señal económica a los distribuidores, grandes usuarios y generadores, en este caso los cargos por energía transportada son variables, siendo el reflejo del componente de costos debido a pérdidas más los sobrecostos de las restricciones a la capacidad. A este precio se lo denomina Remuneración Variable del Transporte (RTV).

b) Los cargos por conexión

Estos ingresos corresponden al mantenimiento y operación de los equipamientos de conexión y transformación dedicados a vincular el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en alta Tensión (STEEAT) con los usuarios directos o con otros transportistas, estos valores son fijos y se expresan como aportes que hacen los usuarios de la red de transporte hacia los transportistas a cambio de un mantenimiento permanente de los medios de conexión y transformación, sujetos siempre a normas de calidad reguladas por contrato. Este cargo es abonado por todo agente del MEM conectado a la red.

A estos cargos fijos se le aplica un factor de proporcionalidad a la potencia requerida y se multiplica por las horas de disponibilidad.

Este mismo tipo de cargo pero con otros valores es aplicado en el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.

c) Cargos de capacidad de transporte

Estos cargos se pueden interpretar como los ingresos que cobrarán los transportistas por operar y mantener el equipamiento de transporte existente dedicado a interconectar los distintos nodos de STEEAT, estos cargos deberán ser pagados por los agentes del MEM en forma proporcional al uso que se haga de las líneas, medido en relación a su carga simultánea con el pico del sistema.

³⁹ Los Procedimientos: recopilación de procedimientos técnicos y reglamentaciones para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios realizada por Cammesa. La remuneración al transporte Anexo 16 – Punto 4: Régimen Remuneratorio del Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión

d) Conclusión cargos por transporte

Al incorporar los cargos fijos por conexión y por capacidad de transporte se elimina la señal perversa que indica solo el reconocimiento de las pérdidas del sistema como cargo, entonces el mejoramiento del sistema se logra a través de condiciones mínimas de calidad sujeta a penalidades. Estas están principalmente ligadas a los equipos de conexión, de transformación y de potencia reactiva cuando entran en indisponibilidad forzada, es decir salida de servicio no previstas y que no provienen de órdenes de operación impartida por el organismo encargado del despacho. En lo posible el valor de las sanciones es proporcional a los cargos por conexión y por capacidad de transporte que recibe el transportista. Además el monto varía en función del tiempo de indisponibilidad, el número de salidas de servicios forzados, los sobrecostos que sus restricciones producen en el sistema como un todo, y a la categoría de línea que se trate. El producido de las multas y sanciones se acreditará a los usuarios perjudicados como descuentos en sus pagos por costos de conexión y cargos complementarios.

Los transportistas deberán mantener los niveles de tensión dentro de rangos establecidos por CAMMESA para las barras de la Red y de las barras adyacentes de menor tensión.

De los cargos que conforman los costos del transporte el de mayor peso es el de energía transportada denominado RVTE, que refleja las pérdidas resistivas, el sobrecosto del redespacho de generación y el costo de energía no suministrada por indisponibilidad de la red.

Con estos costos se miden los costos marginales de corto plazo de operación de la red de transporte y es la diferencia pagada en el nodo que recibe la energía y el valor de la energía suministrada en el nodo de entrega de la energía, cuando los precios entre los nodos se diferencian por el valor marginal de las pérdidas del transporte. Cuando además hay restricciones e indisponibilidades, la remuneración es igual al valor de los sobrecostos producidos a los consumidores de los nodos receptores.

Entonces el cargo variable es:

$$RVTE = E_r P_r - E_i P_i$$

$$RVTE = E_r P_m F_r - E_i P_m F_i$$

$$RVTE = P_m (E_r F_r - E_i F_i)$$

Donde:

E_r : energía recibida por el receptor

Ei : energía inyectada en el nodo emisor
Pr: precio de la energía en el nodo receptor
Pi: precio de la energía en el nodo emisor
Fr y Fi: factores de nodo
Pm: precio spot de mercado

El RVTE tiene en cuenta los cargos variables por energía, pero además existe una remuneración variable por el transporte de potencia denominado RVTP y que se suma al cargo variable de la energía. El cargo de potencia surge entre la diferencia que pagan los distribuidores y grandes usuarios por la potencia y lo que cobran los generadores por la potencia puesta a disposición, incluida la reserva, en horas fuera de valle al precio de la potencia en el mercado afectado por su respectivo factor de adaptación. Tenemos entonces, que el cargo variable de transporte es:

$$RVT = RVTE + RVTP$$

Para evitar que los ingresos que corresponda a los transportistas se vean influenciados por la volatilidad del mercado spot, se tomó la decisión de fijar anualmente el monto variable del transporte. Esta estabilización en un promedio previsto por CAMMESA para cada periodo de cinco años de duración, estos valores se envían al ENRE para que los apruebe, a este valor se le denomina Remuneración Anual por Energía Eléctrica Transportada. (RAEET).

La diferencia del ingreso al transportista anualizado con lo que corresponde efectivamente pagar a los usuarios de la red de transporte en incorporada a una Cuenta de Apartamiento del transporte que es de administración de CAMMESA.

Asimismo se definen los cargos complementarios, como remuneración también del transporte, que son los cargos por capacidad de transporte más la diferencia entre el RVT y el RAEET. La distribución de este cargo se hace en función de la participación marginal de cada uno de los agentes del MEM en el uso del equipamiento del transporte, usándose el método de la asignación por áreas de influencia determinado por CAMMESA a efectos de identificar beneficiarios de ampliaciones de la capacidad. Las remuneraciones el transporte son en dólares y se ajustan semestralmente de acuerdo al índice de precios mayoristas y minoristas de los Estados Unidos.

Las remuneraciones de transporte, si no se establecen de otra manera en los contratos entre generadores y distribuidores, se considera que el vendedor se hace cargo de ésta en el tramo que va desde su nodo hasta el centro de cargas del mercado, mientras que el comprador se hace cargo del servicio para llevarla desde el centro de cargas hasta su nodo.

e) Reglamentos de conexión

Entre lo más importante del reglamento de conexión y acceso al sistema es permitir el ingreso irrestricto de terceros a la capacidad de transporte, o sea acceso abierto.

f) Expansión del sistema

Para que el sistema tienda a expandirse se elaboran las siguientes hipótesis; Los distribuidores tienen la obligación de atender la demanda actual y futura en su área con severas penalidades si no cumplen con ella, con lo cual se los incentiva a buscar contratos con generadores

Si la generación está alejada de la demanda, ambos, generadores y distribuidores tienen que asegurarse el transporte de la energía pactada en los contratos.

Si existen en la red problemas de congestión hay beneficiarios que están dispuestos a expandirla para solucionarlo.

Por pedido de los interesados y con autorización del ENRE y de SE, se puede expandir la red, mediante contratos directos o por medio de licitación pública.

El transportista actual es el responsable final de la correcta ejecución y utilización de la ampliación, aunque esta sea realizada por un transportista independiente.

3.4 Costo de las pérdidas

A las pérdidas se las puede clasificar en dos grandes grupos, por un lado tenemos las pérdidas técnicas, normalmente denominadas óhmicas para el caso de la energía y caída de tensión para la potencia, estas aumentan conforme el voltaje disminuye, por lo que la mayor proporción de pérdidas desde que se genera y hasta que la energía llega al cliente ocurre en la red de distribución. Algo similar ocurre con el otro grupo pérdidas denominadas no técnicas o pérdidas negras, normalmente debido al hurto de energía, que se da en mayor medida en la etapa de distribución.

Reducir las pérdidas técnicas requiere colocar cables con conductores de mayor sección, tender nuevas líneas e instalar nuevos transformadores. Es decir, solo la modernización del sistema eléctrico y la adaptación de nueva tecnología permitirían reducir dichas pérdidas.

Con relación a las pérdidas no técnicas, normalmente la regulación establece valores porcentuales máximos que pueden ser trasladados a los usuarios.

Las pérdidas son equivalentes a la energía y potencia comprada por la distribuidora menos la energía y potencia vendida a los clientes, se imputan sólo en parte a los clientes, de manera de incentivar a la distribuidora a reducir el nivel de pérdidas. Para ello se establece comúnmente un nivel de pérdidas reconocido o permitido, correspondiente a una distribuidora eficiente en su inversión y control de pérdidas.

Cabe señalar que si estamos en presencia de un esquema distribuidor-comercializador, éste último es quién cobra las pérdidas al cliente, entendiéndose que la distribuidora sólo provee las redes para transportar la energía. En consecuencia, no sólo es necesario cobrar las pérdidas permitidas a los clientes, sino también incentivar al propietario de las redes para que sus pérdidas reales tiendan a las pérdidas reconocidas. Este incentivo puede ser incluso entregado por los propios clientes, a su propio riesgo, a la distribuidora. Existe un antecedente muy interesante de Inglaterra, en donde la tarifa sube si la distribuidora incurre en pérdidas menores a las reconocidas y baja si la distribuidora tiene pérdidas mayores a las permitidas. En teoría el alza de la tarifa contribuiría a un fondo para invertir en equipos más eficientes. Los factores de expansión de pérdidas suelen ser mayores en baja tensión que en media tensión debido a que la mayor parte de las pérdidas no-técnicas se concentran en redes secundarias donde por un lado es más fácil realizar empalmes clandestinos y por otro, las secciones de conductor son más pequeñas (en relación), lo que da lugar a mayores pérdidas óhmicas. La motivación que existe para diferenciar dichas pérdidas es responsabilizar separadamente a los clientes dependiendo si sus consumos están en media o baja tensión, entendiéndose que los primeros son más eficientes que los segundos.

3.5 Costo de depreciación del capital

Este costo es muy importante tenerlo en cuenta ya que representa el necesario reemplazo de las instalaciones existentes, a través de la reinversión que debe realizar la distribuidora para cumplir con su cometido.

Cuando el capital lo compra la empresa. El precio de compra puede tomarse como un costo amortizándose anualmente según su curva de depreciación, esto permite analizar los flujos anuales de ingresos y costos. En donde estos costos del capital se pueden tomar como la *depreciación económica anual del capital*.

La depreciación siempre está atada a la función establecida por el Estado por el cual se define, de acuerdo del tipo capital depreciable del que se trate, cual es el modelo a aplicar.

CAPITULO IV

El Monopolio de la Distribución de Energía

Eléctrica

IV. EL MONOPOLIO DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Es necesario presentar ahora las características del mercado de la distribución eléctrica, haciendo primero un análisis conceptual del mismo, desde el punto de vista microeconómico.

Con ello se intenta contextualizar el entorno de las empresas de distribución eléctrica, para luego poder definir los posibles tipos de regulación.

4.1 Monopolio

“Un monopolio es un mercado que tiene un solo vendedor, pero muchos compradores..... En general la cantidad producida (q) del monopolista es menor y su precio mayor (P), que la cantidad y precio del mercado competitivo, lo cual impone un costo a la sociedad, ya que es menor el número de consumidores que compran el producto y los que lo compran pagan más por él.”⁴⁰

El monopolio es un tipo de poder de mercado. Entendiendo como poder de mercado a la capacidad para influir en el precio de un bien. Evidentemente en la realidad todos los mercados, salvo excepciones, ya sean los vendedores y/o los compradores tienen, al menos, algún poder de mercado. Pero es necesario ver que implicancias tienen para las empresas y los consumidores, ese poder y las formas de contrarrestarlo.

4.1.1 Monopolio Natural

Un monopolio natural se caracteriza fundamentalmente por las siguientes condiciones teóricas:

- Economías de escala
- Subaditividad de costos
- Economía de ámbito
- Barreras de entrada

Cuando se combinan estos supuestos estamos en presencia de un monopolio natural. Un caso de libro son las empresas de Distribución de Energía Eléctrica, el Estado debe tratar de aumentar la eficiencia económica regulando este mercado ya que se trata de un monopolio.

⁴⁰ Pindyck R. y Rubinfeld D. - Microeconomía - 7º edición - 2009 — pp. 395.

a) Economías de escala

Podemos decir que una empresa disfruta de *economías de escala* cuando puede duplicar el nivel de producción sin duplicar su costo. Este término incluye al de rendimiento creciente de escala que tiene en cuenta los aumentos de producción con los factores de la producción.

Las economías de escala se miden por medio de la elasticidad del costo respecto de la producción. Esta elasticidad es la variación porcentual que experimenta el costo total cuando se eleva el nivel de producción en un 1 %.

$$Ec = \frac{\frac{dCT}{CT}}{\frac{dQ}{Q}} = \frac{dCT}{dQ} \times \frac{Q}{CT} = \frac{CMg}{CMe}$$

Donde:

CT = Costo total de la empresa

Q = Producción

CMg = Costo marginal

CMe = Costo medio

Entonces cuando $Ec = 1$, el costo marginal es igual al costo medio, implica que no hay ni economías, ni deseconomías de escala. En este caso los costos aumentan proporcionalmente con la producción.

Cuando hay economías de escala, los costos aumentan menos proporcionalmente que el aumento de producción, el costo marginal es menor que el medio (ambos son decrecientes), por lo que $Ec < 1$.

Cuando hay deseconomías de escala, el costo marginal es mayor que el costo medio por lo que $Ec > 1$.

Estas consideraciones se pueden ver en el gráfico siguiente.

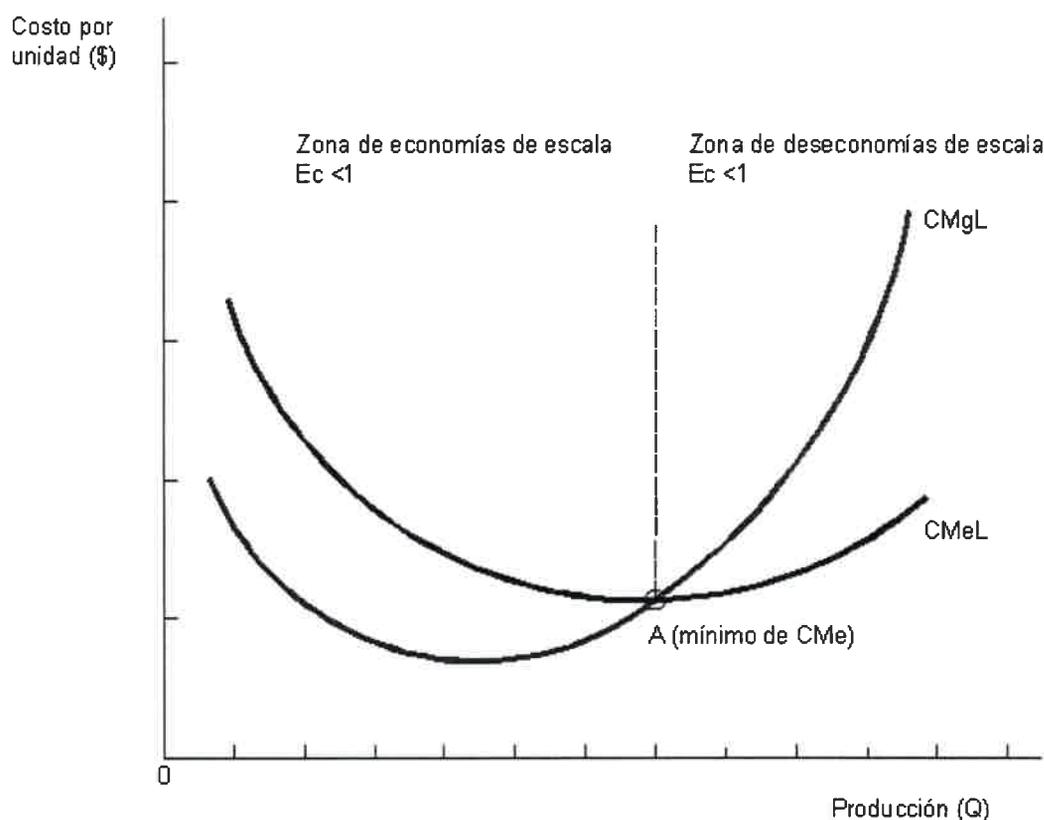


Fig. IV.1.1 - Curvas de Costo marginal y Costo medio de Largo plazo

La relación entre el costo marginal de largo plazo (CMg) y el Costo medio de largo plazo (CMe), es muy importante porque mide el factor de escala de la empresa y/o el de una industria.

Para poder determinar el factor escala de la distribución se pueden medir los costos medios totales en diferentes distribuidoras y que tengan distintos volúmenes de producción, para luego comparan los resultados entre sí.

Los costos medios se pueden tomar como el del capital más los costos de operación y mantenimiento para un periodo determinado, usualmente un año. Si existen menores costos medios para cada vez mayores volúmenes de producción, la industria presenta economías de escala.

Si consideramos a las distribuidoras de mayor potencia instalada como de mayor escala, se puede verificar si realmente existen economías de escala en la distribución.

Según Bernstein Llona⁴¹, y basado en estudios realizados sobre distribuidoras eléctricas chilenas y noruegas, no se pueden apreciar ventajas en cuanto a costos medios totales

⁴¹ Bernstein Llona: Regulación en el sector de la Distribución Eléctrica (pag. 40 a 44)

mientras se encuentran en áreas típicas, o sea no presentan economías de escala significativas, sin embargo se puede sí reconocer economías de densidad, entendiéndose por ello, menores costos por cliente o por Kwh cuando la densidad aumenta.

Con ello podemos asegurar que la densidad eléctrica, tal los conceptos empleados cuando se lo analizó para la distribución de energía eléctrica, generan costos adicionales, a medida que crece la ruralidad de la zona que debe abastecer la distribuidora.

Con ello se puede decir que es dable que convivan empresas distribuidoras de distintos tamaños, con la única condición que no superpongan sus redes en la misma área, ya que los menores costos se dan cuando hay una sola empresa por área.

b) Subaditividad de costos

Para los monopolios naturales es relevante el concepto de subaditividad de costos, con lo cual cabe mencionar formalmente la idea de “economías de escala” en el caso de una firma uniproducción.⁴²

Para ello si tenemos (q_i) n niveles diferentes de producción. La función de costos $C(q)$ es subaditiva en q si para cualquier q_i .

$$\sum_i C(q_i) > C \sum_i q_i$$

Subaditividad significa entonces que cuesta menos producir los distintos niveles del producto en forma conjunta que en forma separada. Esto implica que economías de escala deriva en subaditividad de costos, sin embargo, subaditividad de costos no implican economías de escala.

c) Economías de ámbito

Las empresas de distribución pueden disfrutar de ventajas de producción o de costos cuando distribuyen dos o más productos. Normalmente se debe a que pueden utilizar conjuntamente los factores de sus instalaciones y/o disminuir costos de administración común.

⁴² Baumol, W. J., Panzar, J. C. y Willing, R. D. – “Contestable Marketstand Theory of Industry Structure” – EE.UU. -1982.

Generalmente existen *economías de ámbito* cuando la producción conjunta de una única empresa es mayor que la producción que podrían obtener dos empresas diferentes que produjeran cada una un único producto.

i) Productividad de la distribución de energía eléctrica

La productividad se define como:

$$productividad = \frac{producción}{insumos}$$

Donde los insumos son los factores de la producción. El desvelo de toda administración es en realidad aumentar la productividad, ya que un aumento en la productividad total traerá como correlato un aumento del nivel de rentabilidad. Y se habrá operado en un mejoramiento del nivel de eficiencia, ya que ésta es la obtención de un determinado producto con un menor costo.

Eficiencia es lo que en realidad busca el regulador, por lo que aumentar la productividad es también la base de toda buena regulación, ya que con ello se puede realmente medir si se está en la búsqueda de la eficiencia.

d) Barreras de entrada

En el fondo, cualquier barrera de entrada a un sector industrial, lo que hace es que el competidor potencial tenga que realizar esfuerzos, en inversiones, para entrar al sector. Cuantos mayores sean los costos por asumir, mayores serán las barreras de ingreso para estos competidores. Altas barreras de ingreso mantienen a potenciales rivales fuera de una industria incluso cuando los rendimientos industriales sean altos.

Este particularmente es el caso de la distribución eléctrica.

CAPITULO V

Precios de la Energía Eléctrica sobre la base de la

Teoría de Costos

V. PRECIOS DE LA DISTRIBUCIÓN SOBRE LA BASE DE TEORÍAS DE COSTO

5.1 Costos de Producción

En primera instancia debemos clarificar los conceptos de la teoría microeconómica, que nos indica que para obtener la máxima eficiencia, hay que lograr fundamentalmente la combinación óptima de factores de la producción, al mínimo costo, o como se analizó maximizar la productividad.

Para ello se utiliza la teoría de los costos marginales, la cual se define como óptima desde el punto de vista social. Tenido en cuenta con ello, no solo a los compradores sino también a los productores. Cualquier desequilibrio al respecto genera una ineficiencia o costo social.

5.1.1 Costo Marginal (CMg)

Es el aumento que experimenta el costo cuando se produce una unidad adicional de producción, o sea es el aumento del costo variable cuando se produce una unidad más.

$$CMg = \frac{dCV}{dQ} = \frac{dCT}{dQ}$$

Donde:

CV = Costo variable

CT = Costo total

a) Determinantes del costo marginal a corto plazo

En el corto plazo la empresa no tiene la posibilidad de aumentar el tamaño de la planta con lo cual no puede aumentar su capacidad, en el caso de muy corto plazo la mayoría de los costos son fijos.

Si el trabajo es el único factor variable, para producir más la empresa debe aumentar la mano de obra, hasta que se enfrenta con rendimientos muy decrecientes del factor

trabajo⁴³, con lo cual el costo es cada vez mayor, como consecuencia los costos variables y totales aumentan rápidamente a medida que se incrementa el nivel de producción.

Si se puede contratar trabajo a un precio fijo w , $dCV = dwL$

$$CMg = \frac{dCV}{dQ} = w \frac{dL}{dQ} = \frac{w}{PMg_L}$$

Donde:

PMg_L = Producto marginal del trabajo⁴⁴

Si consideramos que el producto de las distribuidoras de energía eléctrica es el transporte de energía (Kwh) y de la potencia (Kw) y tiene capacidad suficiente, el costo marginal de corto plazo tiende a ser cero o a ser muy pequeño, entendiendo que este hace referencia a los costos variables, en este caso sería el trabajo el único variable.

b) Determinantes del costo marginal en el largo plazo

En el muy largo plazo todos los costos pueden ser variables y por lo tanto el costo marginal debe reflejar esa variabilidad de los costos.

En el caso de las distribuidoras eléctricas, el costo marginal de largo plazo debe reflejar el costo de transportar un Kw o un Kwh, expandiendo la infraestructura, o sea un aumento del capital, para poder sobrepasar la demanda máxima actual del sistema.

El determinante más importante de las funciones de costo medio y marginal de largo plazo es el carácter de los rendimientos de escala. *Si los rendimientos de escala⁴⁵ son constantes y los precios de los factores no varían el costo medio de producción se debe mantener constante.*

La curva de costo marginal de largo plazo (CMgLP) se determina a partir de la curva de costo medio de largo plazo (CMeLP) y mide la variación que experimentan los costos totales a largo plazo a medida que va incrementándose la producción. La curva de

⁴³ Pindick, R y Rubinfeld, D. dicen: "La ley de los rendimientos decrecientes establece que a medida que se van añadiendo mas cantidades iguales de un factor (y los demás se mantienen fijos), acaba alcanzándose un punto en el que son cada vez menores los incrementos de la producción."

⁴⁴ Cuando el Producto marginal del trabajo es alto y aumenta con la producción, es decir no estamos con rendimientos decrecientes, el costo marginal disminuye. Caso por ejemplo de sobrante de capacidad.

⁴⁵ Rendimiento de escala: Si la producción se duplica cuando se duplican los factores, se dice que hay *rendimientos constantes de escala.*

CMgCP se encuentra por debajo de la CMeCP mientras esta sea decreciente y por encima cuando es creciente.

En el caso de las distribuidoras estos rendimientos de escala según se señaló anteriormente, pueden no ser crecientes a medida que aumentamos la capacidad, por lo que se considera más acertado decir que los rendimientos de escala se mantienen constantes.

En la figura se muestra la situación, en este caso el CMeLP y el CMgLP, son una recta horizontal.

Por otro lado se cortan con la curva de CMgCP, en el punto de máxima capacidad de la distribuidora.

Llegado a ese punto distribuir un Kw más implica que no hay otra alternativa que aumentar la capacidad de la planta, lo cual requiere considerar los costos del nuevo capital que hay que disponer.

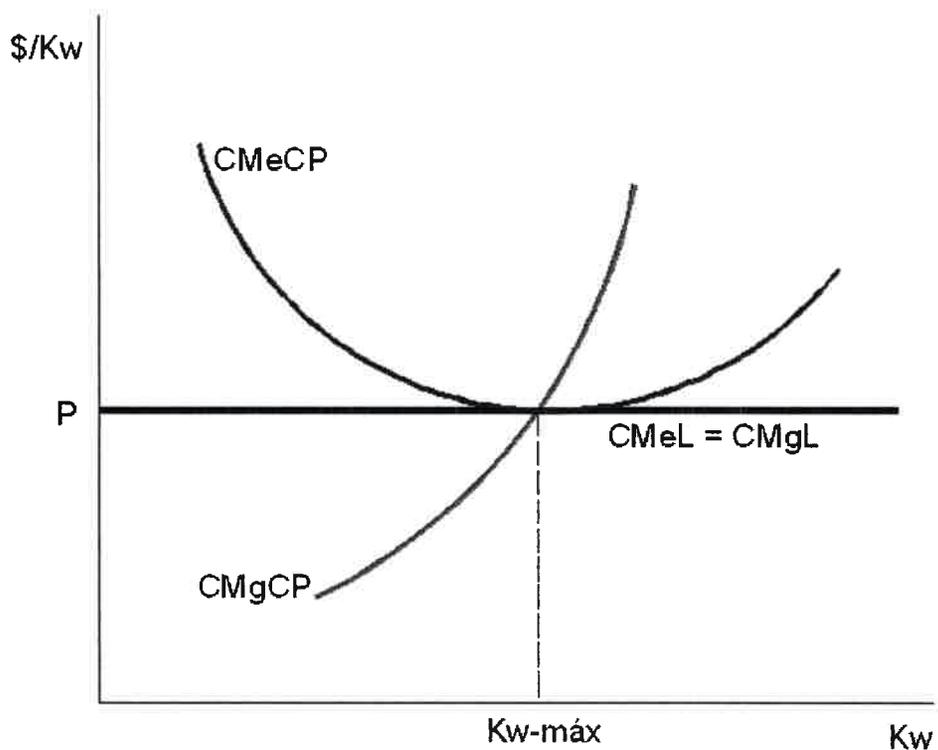


Fig. V.1.1 – Curvas de Costo marginal y costo medio de pequeño y largo plazo

5.1.2 Demanda de potencia y energía

La demanda de potencia eléctrica es muy dinámica, ese dinamismo viene dado por:

- Demanda variable con las horas del día.
- Demanda variable con las estaciones del año.
- Demanda variable con las tendencias a lo largo del tiempo.
- Demanda variable debido a situaciones aleatorias.

Consecuentemente con esta variación y para lograr el equilibrio, los precios en base a la teoría del costo marginal deben variar, siguiendo la demanda.

Esta variación del precio no es conveniente traspasarla directamente al cliente, a través de la factura, en ese sentido se busca aclarar en forma simple y transparente los costos de la energía y potencia, cumpliendo con ello uno de los objetivos fundamentales de toda regulación.

Una forma de reconocer la variación de la demanda es componer todas en dos bandas horarias diarias y definir una curva de demandas de potencia (Kw), para cada una de ellas. Una para las horas donde se espera la punta de la demanda y otra curva para horarios fuera de esa punta. A esas curvas se las denomina demanda de punta (Dp) y demanda fuera de punta (Dfp).

Con lo cual se pueden diferenciar los precios que deben pagar los usuarios por el uso de las redes de distribución en esas bandas horarias.

En la figura se puede observar las dos curvas de demanda, en el caso de la demanda fuera de punta, como esta no afecta la capacidad de la distribuidora, el precio está dado por la curva de costo marginal de corto plazo (CMgCP), que es la curva de oferta.

Para la demanda de punta (Dp), vemos que el costo marginal de corto plazo (CMgCP) es mayor que el de largo plazo (CMgLP). Por lo que vemos que es necesario aumentar la capacidad de la distribuidora a fin de bajar el costo a Pp.

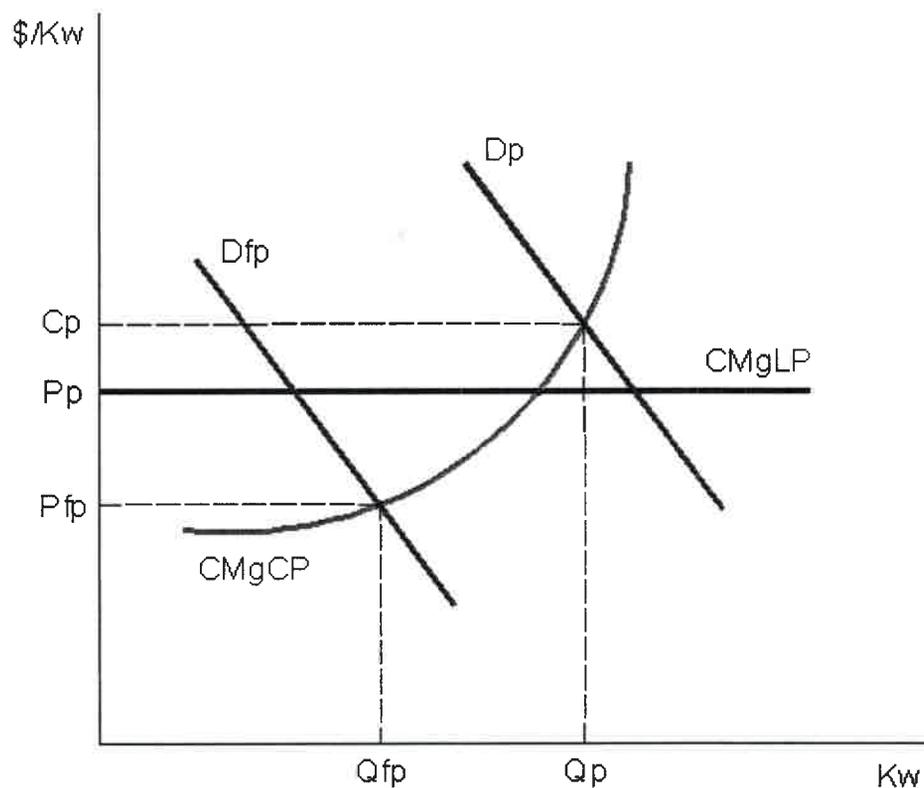


Fig. V.1.2 – Demanda de potencia de Punta y Fuera de Punta

Por lo que se puede deducir que los clientes que requieren potencia en el período de punta son responsables de que la capacidad de la Distribuidora no alcance. Con lo cual se hace una diferenciación de precios, de acuerdo a la curva de demanda a la que corresponde.

a) Que deben pagar los consumidores

Los consumidores de la energía y potencia eléctrica deben contribuir a saldar todos los costos del sistema eléctrico.

Deben incluirse todos los costos de las distintas etapas del mercado de la energía eléctrica como son:

- La generación
- La transmisión
- La distribución y comercialización.

5.2 Diseño de precios

Desde la teoría microeconómica, donde el óptimo del bien social, como se dijo, está dado por la teoría de costos marginales, se reconoce que el precio debe ser igual al costo marginal del producto.

En el caso de la distribución eléctrica, se distribuye un producto binómico, conformado por potencia eléctrica (Kw) y por energía eléctrica (Kwh), con lo cual el precio de este producto también debe ser binómico. Ambos componentes tienen sus propios costos marginales.

En el caso de la potencia como vimos tiene dos demandas de acuerdo al horario diario, que hacen que la demanda sea extremadamente variable.

Con lo cual siguiendo la teoría tenemos:

$$P_{distribución} = CMg_{energía} + CMg_{potencia}$$

Donde:

$P_{distribución}$ = Precio que deben pagar los clientes por cada unidad de potencia y energía.

Analizando los componentes del costo para la distribuidora, vemos que ésta compra la potencia y la energía a los generadores del mercado, cuyo precio está definido, siguiendo el mismo criterio de costos marginales, por lo que:

$$CMg_{eg} \times Q_e + CMg_{pg} \times DP_{máx}$$

Donde:

CMg_{eg} = Costo marginal de la energía en la generación.

Q_e = Cantidad de energía comprada por la distribuidora.

CMg_{pg} = Costo marginal de la potencia en horas de punta de la generación.

$DP_{máx}$ = Demanda máxima de potencia de la distribuidora en horas de punta.

Si no consideramos el transporte de la generación hasta la distribuidora, o decimos que la distribuidora le compra al generador en un nodo de generación, podemos hacer el siguiente análisis.

$$I_{distribución} = CMg_{eg} \times Q_e + CMg_{pg} \times DP_{máx} + CMg_{eg} \times Q_{perdida} + CMg_{pg} \times Q_{ppotencia} + CMg_{LP} \times DP_{máx}$$

Donde:

$I_{\text{distribución}}$ = Ingreso de la distribuidora por la venta de energía y potencia a sus clientes

$Q_{\text{epérdida}}$ = Cantidad de energía que se pierde en las líneas de distribución

$Q_{\text{ppérdida}}$ = Cantidad de potencia que se pierde por la caída de tensión en las líneas de distribución

CMg_{LP} = Costo marginal de largo plazo de la distribuidora

Analizando la expresión mostrada se puede ver que los dos primeros sumandos corresponden al traspaso que se hace del costo de compra del distribuidor al generador, los dos sumandos que siguen tienen en cuenta el costo marginal de corto plazo, que en el caso de la distribuidora son las pérdidas de potencia y energías en sus propias líneas⁴⁶, y el último término tiene en cuenta el costo marginal de largo plazo de la distribuidora con el cual se tiene en cuenta la ampliación de la infraestructura, que como vimos se da para la demanda máxima de potencia en la punta.

Ahora bien, cual es la demanda que debemos poner en el precio a los clientes, si consideramos que tenemos la demanda dividida en dos curvas, de punta y fuera de punta, debemos considerar ambas en el precio, porque éstas tienen elevadas elasticidades con lo cual podrían desplazarse la demanda de punta a fuera de punta si solo consideráramos la de punta en el precio del costo marginal a largo plazo.

Según el criterio de Steiner, se deben sumar las dos demandas, tanto la de punta como la fuera de punta y vender al precio que dé la suma de los precios, cuando la demanda sumada corte a la oferta de largo plazo (curva de costo marginal) de la distribuidora.

A este precio se lo distribuye entre el uso de punta y fuera de punta de acuerdo con sus respectivas curvas de demanda, donde resulta en precios de punta P_{pta} y precios fuera de punta P_{Fpta} en que se cumple que la suma de ambos es igual a P_t ⁴⁷

⁴⁶ En el corto plazo los únicos costos variables son las pérdidas de potencia y energía en la distribución

⁴⁷ Bernstein Llona – Regulación en el sector de la Distribución Eléctrica – 1999 - pp. 63

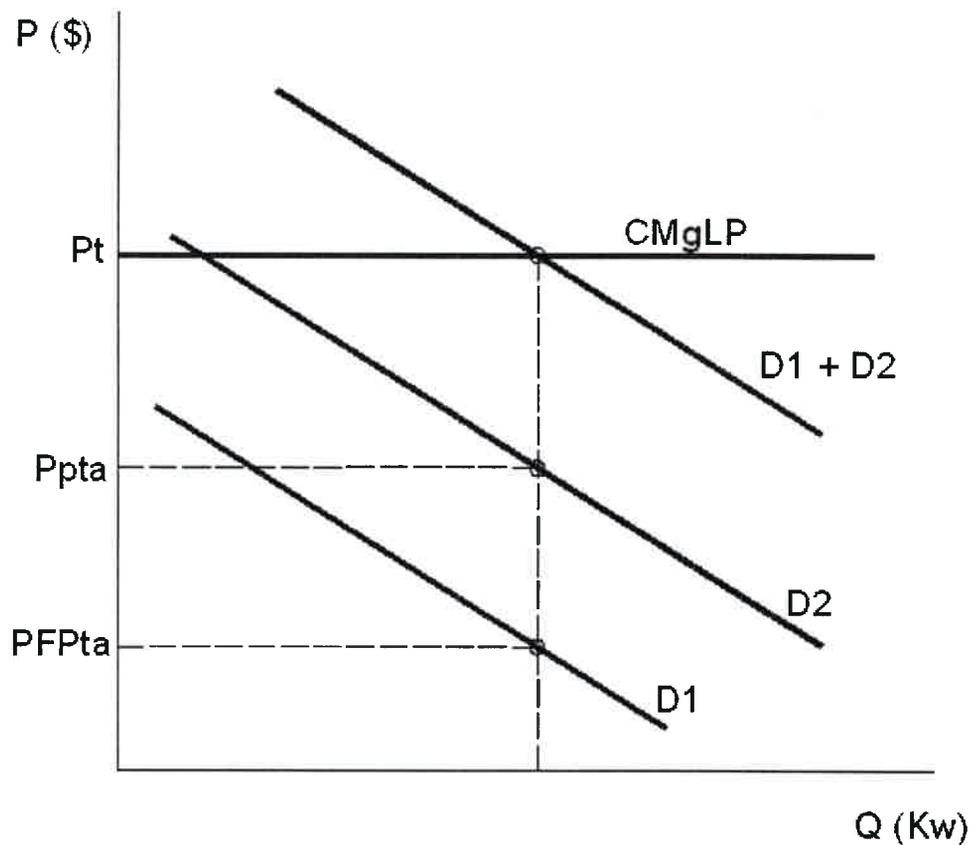


Fig. V.2.1 – Demanda de potencia

Para cobrar la potencia fuera de punta usualmente se cobra por la cantidad que supera a la demanda de potencia de punta.

Con lo que tenemos que el precio a cobrar a los clientes debe contener:

$$P_{cliente} = Q_e \times P_e \times F_e + DP_{cliente} \times P_{pta} \times F_{pta} + (DFP_{cliente} - DP_{cliente}) \times P_{fpta} \times F_{fpta}$$

Donde:

Q_e = Cantidad de energía consumida en un periodo de medición

P_e = Precio de la energía

F_e = Factor de expansión de pérdidas de energía en distribución

$DP_{cliente}$ = Demanda de punta máxima del cliente

$DFP_{cliente}$ = Demanda fuera de punta máxima del cliente

P_{pta} = Precio unitario de la potencia de punta (\$/Kw) y que es:

El precio a la entrada de la distribución + las pérdidas de potencia en la distribución + el servicio de distribución.

P_{fpta} = Precio de la demanda de potencia (\$/Kw) fuera de la punta

F_{pta} = Factor de diversidad menor a uno y que es la razón entre las compras físicas de potencia de punta al generador y la suma de las potencias de punta vendidas a los clientes

5.2.1 Equilibrio comercial

Según se ha visto el costo marginal de largo plazo debe ser considerado el precio por servicio de distribución, ya que el costo de corto plazo cubre las pérdidas de energía y potencia.

A ese precio lo denominamos P_{sd} (precio por servicio de distribución) y es parte integrante del precio de la potencia de punta, el cual habrá que reducir si se dispone cobrar la potencia fuera de punta, tratando de que el precio no supere el costo medio total de la distribuidora.

En ese caso la empresa dejaría de tener beneficios nulos en el cual $P = CTMe$, y no se cumpliría ya con el óptimo social o rendimiento competitivo.

Para poder analizar cuál es el valor que tiene que disminuir P_{sd} para cobrar la potencia fuera de punta, se puede analizar los ingresos por servicios de distribución de la distribuidora:

$$I_{SD} = P_{sd} \times F_{pta} \times \sum DP_i$$

Donde:

I_{SD} = Ingreso de la distribuidora por servicio de distribución.

P_{sd} = Precio por servicio de distribución.

DP_i = Demanda de punta de cada cliente.

El ingreso a la distribuidora por cobro de la demanda fuera de punta es:

$$I_{Fpta} = P_{Fpta} \times F_{Fpta} \times \sum DFP_i - DP_i$$

Donde:

I_{Fpta} = Ingreso por cobro de demanda fuera de punta

DFP_i = Demanda fuera de punta de cada cliente

El equilibrio debe ser tal que se cumpla que:

$$CMe_{LP} \times \sum DP_i = I_{SD} + I_{Fpta}$$

Donde:

CMe_{LP} = Costo medio de largo plazo, que para lograr el equilibrio competitivo de largo plazo debe ser igual al costo marginal de largo plazo, o sea debe de la distribuidora lograr beneficios nulos⁴⁸

5.3 Categorías de clientes

Los precios de la energía y la potencia, como vimos dependen de los costos, por lo que hay que determinar cuáles son los costos que corresponden a cada tipo de cliente, en función de ciertas características que hacen que se los pueda agrupar en categorías con costos similares y por lo tanto con precios iguales.

Esta clasificación de los usuarios puede ser por:

- La densidad eléctrica del área donde se hallan ubicados
- Ubicación de la conexión en la red

5.3.1 Densidad eléctrica del área donde se hallan ubicados

En este caso las zonas menos densas o rurales tienen mayores costos de capital por ser el VNR mayor por unidad de usuario, tienen mayores pérdidas, porque hay mayor longitud de líneas eléctricas por cliente que en zonas urbanas. Todo ello deriva en que los costos medios sean mayores que en zona más densas, esto se debe traducir inexorablemente en mayores precios a los usuarios finales de esas zonas.

5.3.2 Ubicación de la conexión en la red

Los clientes pueden conectarse a las diferentes tensiones de las líneas eléctricas que dispone la distribuidora. Mientras mayor es el nivel de tensión, menos

⁴⁸ Según Pindyck y Rubinfeld: Una empresa que ha obtenido rendimientos nulos significa que está obteniendo rendimientos razonables por su inversión. Si bien los empresarios buscan siempre beneficios positivos, por lo cual se animan a desarrollar y comercializar nuevas ideas. Los beneficios son nulos a largo plazo, por lo cual no significa que las empresas estén obteniendo malos resultados, sino que la industria es competitiva.

costos de pérdidas asociadas tienen, ya que el usuario no participa en las pérdidas aguas abajo de su conexión. En el caso de clientes con conexión en baja tensión participan sí de las pérdidas de potencia y energía de las líneas de mayor tensión de la distribuidora, ya que indefectiblemente la potencia y la energía son distribuidas desde las mayores a las menores tensiones.

Hay que tener en cuenta también que se deben regular las tarifas de tal manera que se induzca a la distribuidora a reducir las pérdidas, y no que sea un traslado directo hacia los usuarios finales.

5.4 Tipos de Tarifas

Una cuestión tecnológica, y de costos de equipos de medición, (lo cual implicaría un costo elevado de conexión a la red), hace que tengamos que categorizar a los clientes de acuerdo a su nivel de consumo y demanda en diferentes categorías.

5.4.1 Pequeños consumidores – Clientes Residenciales y Pequeños

Comercios

A los clientes de bajos consumos de energía y demandas de potencia, como son los domiciliarios y pequeños comercios, se les mide solamente energía, debido a los altos costos de los equipos de medición sofisticados que se requieren para medir, demanda de punta y fuera de punta. Para este caso se considera que estos clientes tienen comportamientos medios estándares, los cuales se pueden conocer a través de series históricas.

Para estos clientes conviene conformar una tarifa monómica que incluya como hemos visto los costos marginales de la demanda y de la energía. Observando también con este valor que no debe servir para enmascarar ineficiencia del distribuidor, tratando de mantener la eficiencia económica.

En el precio monómico se debe considerar que participación tiene el cliente en la punta de demanda del sistema de la distribuidora, el cual se estima por medio del consumo de energía y por un factor medio de carga constante.

El valor de la factura que debe pagar un cliente que ha consumido una cantidad de energía E es:

$$VF = C_{fijo} + C_{pot} \times \frac{E}{N_{horas}^o} + C_{ener} \times E$$

Donde:

VF = Valor de la factura que debe pagar un cliente por un consumo de energía (E) en Kwh

C_{fijo} = Cargo fijo

C_{pot} = Cargo por la potencia

N°_{horas} = Horas de utilización de la potencia de punta

C_{ener} = Cargo por unidad de energía

E = Energía consumida por el cliente

En este caso la relación entre la energía y las horas de uso en horario de punta es el factor medio de carga mencionado anteriormente.

En cuanto al cargo por potencia (C_{pot}), este tiene en cuenta el precio de la potencia a la entrada a la distribución y el costo medio de la potencia de distribución.

5.4.2 Grandes consumidores

Estos clientes pueden no tener comportamientos medios comparables, por lo cual se dispone de medidores individuales que miden:

- Demanda de potencia en horas de punta
- Demanda de potencia en horas fuera de punta
- Energía⁴⁹

Por lo tanto el valor de la factura que debe pagar un cliente gran consumidor es:

$$VF = C_{fijo} + C_{ener} \times E + DP_{pta} \times C_{potp} \times F_{pta} + (DP_{fpta} - DP_{pta}) \times C_{potfp} \times F_{fpta}$$

Donde:

DP_{pta} = Demanda de potencia en horas de punta

C_{potp} = Cargo por la demanda de potencia en horas de punta

F_{pta} = Factor de diversidad de horas de punta⁵⁰

⁴⁹ En algunos casos, también se divide la energía en bandas horarias con precios diferenciados, en horas de pico, horas de valle y horas de resto.

⁵⁰ Con el factor de diversidad de punta (F_{pta}) se reconoce que la demanda del cliente en horas de punta puede no coincidir exactamente con la hora de la demanda de punta del sistema. Esta diversidad se mide con la probabilidad de que las unidades medidas al cliente coincidan con las compradas por el distribuidor al generador. Lo mismo ocurre con el factor de diversidad de fuera de punta (F_{fpta}).

DP_{fpta} = Demanda de potencia fuera de las horas de punta

C_{potfp} = Cargo por la demanda de potencia fuera de las horas de punta

F_{fpta} = Factor de diversidad de horas fuera de punta

Normalmente al cliente recibe una factura donde se le cobra un precio por la demanda de potencia de punta y otro por la demanda de potencia fuera de punta, además del cargo fijo y el cargo por consumo de energía. Con lo cual la expresión debe quedar de esta forma:

$$VF = C_{fijo} + C_{ener} \times E + DP_{pta} \times (P_{potp} \times F_{pta} - P_{potfp} \times F_{fpta}) + DP_{fpta} \times P_{potfp} \times F_{fpta}$$

Donde:

$(P_{potp} \times F_{pta} - P_{potfp} \times F_{fpta})$ = Precio de la demanda de punta (\$/Kw)

$P_{potfp} \times F_{fpta}$ = Precio unitario de la demanda fuera de punta (\$/Kw)

5.5 Cargos fijos

Los cargos fijos se corresponden con aquellos que no dependen de la distribución de energía y potencia. Los cargos fijos mensuales por cliente corresponden a los costos de distribución que no dependen de los consumos de energía y potencia. Dichos costos se pueden clasificar en dos categorías:

- Costos de conexión
- Costos recurrentes

Los costos de conexión se refieren a los ramales de conexión, medidores y costos de mano de obra respectivos al usuario. Estos consumos suelen ser facturados, en una o más partes, cuando el consumidor se conecta al sistema.

Los costos recurrentes se relacionan a gastos de medición, cobro, comercialización, administración, etc. y pueden ser cobrados como un cargo fijo, el cual se suma a las facturas de energía y potencia.

Cabe señalar que los cargos fijos por cliente dependen por un lado del tipo de tarifa o medidor que se utiliza y por otro, del área típica. Por ejemplo, en tarifas horarias se requerirá de mayor tiempo de procesamiento de información, obtención de datos y facturación, junto con un mayor valor por arriendo de equipos de medición. En áreas rurales, los costos de conexión y medición de los consumos de los clientes son más

altos al no poder aprovechar las economías de densidad y en razón de mayores distancias para cubrir menos clientes.

CAPITULO VI

Regulación de la Distribución de la Energía

Eléctrica

VI. REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las distribuidoras como ha sido introducido ya, son monopolios naturales, lo cual hace que para maximizar su beneficio intenten producir a un costo marginal menor que el precio. Esto se debe a que la empresa monopólica se enfrenta a una curva de demanda con pendiente negativa⁵¹, en contraposición con mercados competitivos donde cada empresa enfrenta una curva de demanda horizontal donde el precio es igual al ingreso marginal y al ingreso medio ($P = IMg = IMe$). Esta situación se ve reflejada en el gráfico siguiente.

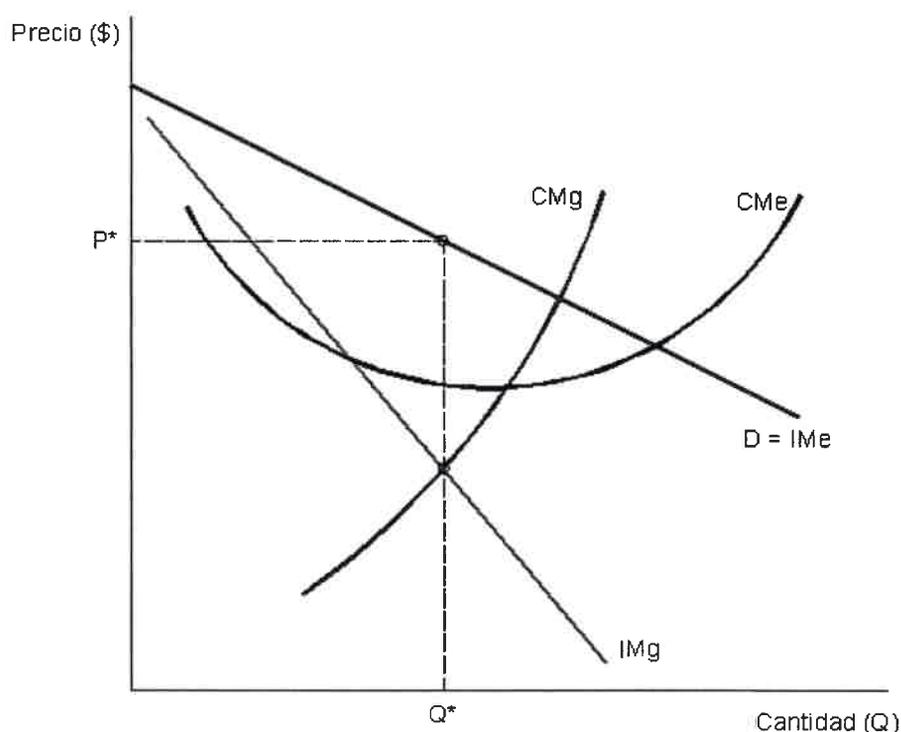


Fig. VI.1 – Monopolio. Curva de demanda de mercado

Como se ve, la cantidad que maximiza los beneficios del productor es el punto donde el costo marginal (CMg), es igual al ingreso marginal.

$$B(Q) = I(Q) - C(Q)$$

⁵¹ Cuando la curva de demanda ($D = IMe$), tiene pendiente negativa el precio es mayor que el ingreso marginal (Img) porque todas las unidades se venden al mismo precio, y para elevar las ventas en una unidad debe bajar el precio, por lo que todas las unidades vendidas y no solo la adicional generan menores ingresos

Cuando se eleva Q a partir de cero, los beneficios aumentan hasta alcanzar un máximo y luego comienzan a disminuir.

El máximo se da cuando:

$$\frac{dB}{dQ} = 0 \qquad \frac{dB}{dQ} = \frac{dI}{dQ} - \frac{dC}{dQ} = 0$$

Por lo tanto:

$$IMg = CMg$$

Donde:

B(Q) = Beneficios totales de la empresa

I(Q) = Ingreso totales de la empresa en un período

C(Q) = Costos totales de la empresa en un período

IMg = Ingreso marginal

CMg = Costo marginal

En este caso los precios son mayores que en un mercado competitivo (costo marginal menor al precio), por lo que es esperable que la cantidad producida sea menor, con lo cual se produce un costo social, que hace que empeore el bienestar de los consumidores y mejore el de las empresas.

La excedencia del precio respecto del costo marginal se da por la ecuación⁵²:

$$P = \frac{CMg}{1 + \left(\frac{1}{Ed}\right)}$$

Donde:

P = Precio del producto

Ed = Elasticidad de la demanda

La elasticidad de la demanda es negativa y cuanto más elástica es (Ed >>) menos poder de monopolio tiene la empresa.

El costo social se puede ver en el grafico siguiente:

⁵² Pindyck y Rubinfeld – Microeconomía – 7ª Edición – Pág. 402

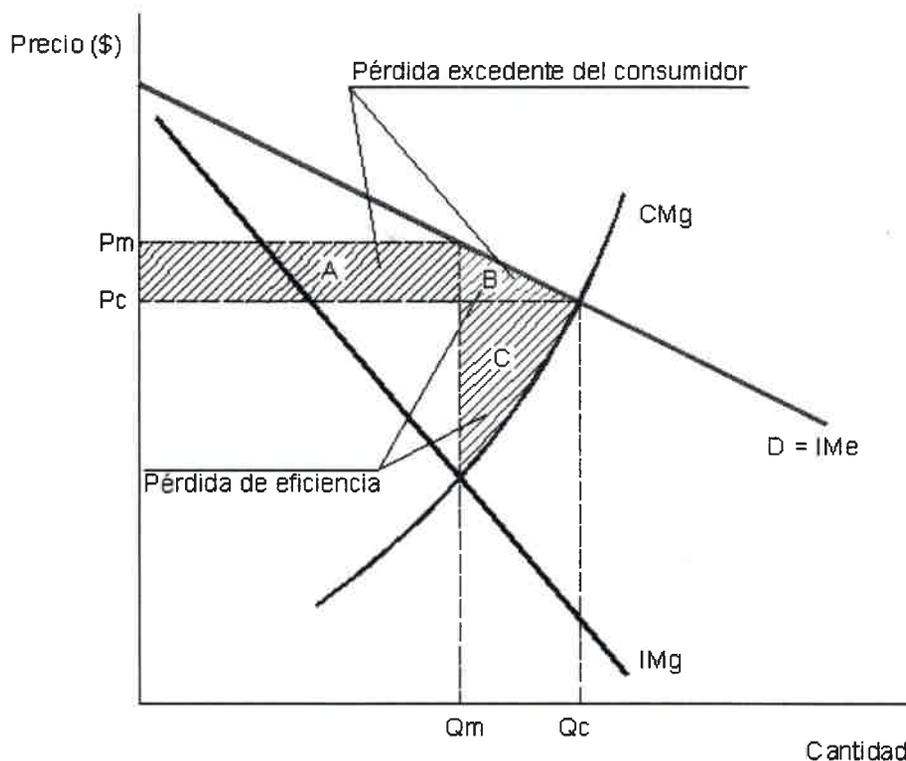


Fig. VI.2 – Costo social por pérdida de excedente

En el gráfico la empresa monopolista produce en el punto P_m y Q_m . En un mercado competitivo el precio debe ser igual al costo marginal, por lo tanto el punto es P_c y Q_c . Tenemos una pérdida neta de $B + C$. Esta es la pérdida irrecuperable de eficiencia provocada por el monopolio. Aunque el estado le sacara la ganancia al productor con los impuestos y los repartiera, la producción sería menor que en condiciones de competencia. *Esta pérdida es el costo social de esta ineficiencia*⁵³.

6.1 El Objetivo de la regulación

Se puede concluir que el Estado debe regular la actividad de distribución eléctrica, induciendo a los distribuidores a producir lo socialmente óptimo.

*La esencia de la regulación es el reemplazo explícito de la competencia por las ordenes gubernamentales como el mecanismo principal que asegura un buen desempeño.*⁵⁴

La situación ideal es una en que el regulador tiene información completa y puede entonces ordenar a la firma que produzca la cantidad socialmente óptima a un precio

⁵³ Pindyck, R. y Rubinfeld, D. – Microeconomía – 7ª Edición – Pág. 418

⁵⁴ Kahn, A. E. – The Economics of Regulation: Principles and Institutions – 1993 -

determinado. Sin embargo esta situación, generalmente no se da en la práctica dado que el regulador no posee toda la información necesaria para determinar las cantidades óptimas y los precios óptimos. Por ejemplo el regulador rara vez conoce la estructura de costos de la firma, siéndole imposible entonces saber si la firma está tarifando a costo marginal, o produciendo la cantidad socialmente óptima. En esta compleja situación, el regulador debe crear sistemas de incentivos que hagan consistentes para la firma, su deseo de maximizar utilidades, con el bienestar social, tal como ocurre naturalmente en la situación de competencia perfecta.⁵⁵

Como vimos hasta ahora la regulación ejerce su principal acción sobre los precios que pagan los consumidores pero, en algunos casos, además debe intervenir en la definición de las condiciones técnicas, como por ejemplo la calidad de producto y servicio y debe ejercer arbitraje ante intereses en conflicto entre los compradores (clientes) y el vendedor (distribuidora).

Tal situación se representa como una función objetivo de la regulación y se define como:

$$W(p) = E(p) + a \times B(p)$$

Donde:

$E(p)$ = Excedente de los consumidores

$B(p)$ = Beneficio de las empresas reguladas

a = Factor de ponderación que representa el peso relativo que el regulador otorga a los intereses de las empresas en relación con los intereses de los consumidores

Esta función es del tipo de las de utilidad, en la que la del consumidor se representa por su excedente y la de las empresas por el beneficio (diferencia entre los ingresos y los costos).

Para atacar la solución de la ecuación se puede hacer desde distintos métodos según los autores. Estos se pueden resumir en los siguientes.

⁵⁵ Jorge Andrés Donoso Sepulveda – Metodología regulatoria Price-Cap aplicada a la distribución eléctrica – 1999 -

6.2 Regulación por incentivos

Los principales objetivos de la regulación por incentivos son los siguientes:

1. Lograr la eficiencia, para ello se intenta: minimizar el costo, mejorar la calidad de producto y servicio, estimular la producción de nuevos servicios, invertir eficientemente.
2. Maximizar el bienestar de los consumidores. La reducción del costo puede llevar a la empresa a bajar los precios, y de este modo aumentar el excedente de los consumidores.
3. Minimizar los costos administrativos de la regulación.
4. Promover la transparencia en la regulación. Para ello se deben crear mecanismos regulatorios transparentes y fáciles de supervisar.

Como vemos un sistema de regulación por incentivos debe ser capaz de recompensar a una empresa que minimiza sus costos. Para ello la siguiente fórmula intenta dilucidar como se puede incentivar a las empresas para hacerlo⁵⁶.

$$IT = a + b \times CT$$

Donde:

IT = Ingresos totales de la empresa ex post

a = Pago fijo, especificado ex ante

b = Proporción de los costos, especificado ex ante con b entre 0 y 1.

CT = Costos totales realizados ex post

El gráfico que responde a dicha ecuación es:

⁵⁶ Laffont, J. J y Tirole, J. – The theory of incentives – 1993 -

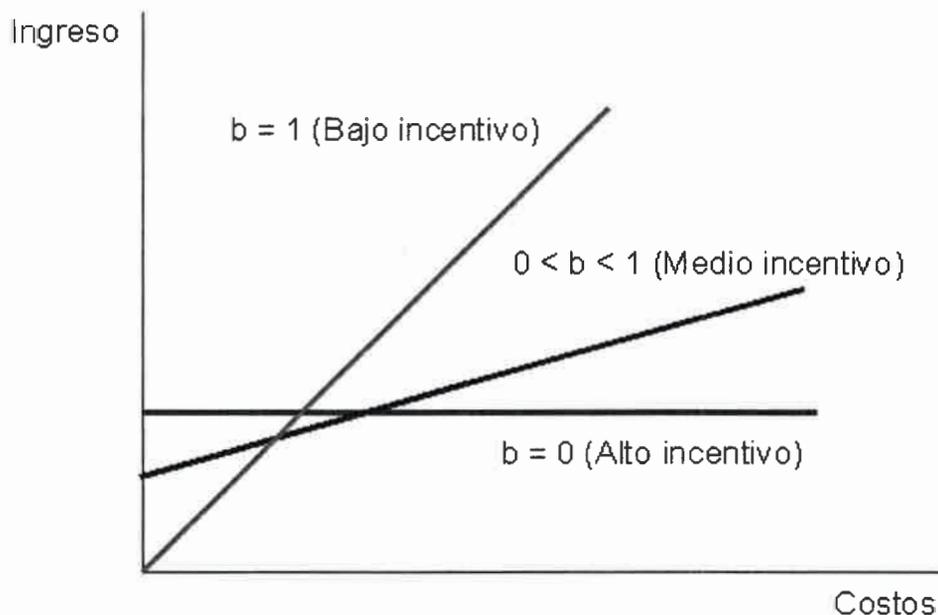


Fig. VI.3 – Incentivos a la minimización de costos

Se pueden observar las tres posibilidades de incentivos.

- Un caso extremo es cuando $b = 1$, no existe incentivo, ya que el beneficio aumenta o disminuye en la misma proporción que los costos.
- Un segundo caso extremo es cuando $b = 0$, se dice entonces que existe un incentivo máximo, ya que el ingreso no depende del costo, con lo cual incentiva a la empresa a disminuir los costos para incrementar los beneficios.
- Un tercer caso intermedio donde el valor de b está entre 0 y 1, con lo cual se puede racionalizar el incentivo.

No se puede decir a priori que los modelos de alto incentivo sean los más adecuados, ya que depende en gran medida de los que el regulador pueda reconocer como los costos totales de las empresas, con lo cual se presenta a resolver una situación de compromiso, ya que si existen grandes incentivos y los costos son mayores que los precios regulados es necesario revisar las tarifas para que la empresa no incurra en pérdidas y si los precios son muy altos no existe interés real de la empresa por minimizar sus costos.

6.2.1 Modelos de regulación por incentivos

Se analizó ya que los reguladores buscan, además de reconocer los valores de las tarifas desde el punto de vista económico para maximizar el excedente del consumidor, también mantener el incentivo para una gestión eficiente de las distribuidoras.

Existen diversos modelos usados a este fin, los cuales están incorporados en la regulación de los diferentes mercados de la distribución eléctrica en el mundo. Se pueden distinguir variantes que tienen nombres propios, algunas son:

- Regulación por tasa de retorno o costo de servicio (Rate of Return)
- Regulación mediante competencia referencial (Yardstick competition)
- Regulación por incremento de precios regulados (Price-Cap)
- Regulación por ingresos regulados (Revenue-Cap)

a) Regulación por tasa de retorno o costo de servicio (Rate of Return)

En este método se busca que la tarifa iguale los costos medios. El regulador revisa los costos en los que incurre la empresa para poder proveer el servicio y estos costos son traspasados directamente al usuario por medio de la tarifa. En principio, este tipo de regulación no da a la empresa regulada un incentivo para reducir sus costos y más aún, se induce a las empresas a escoger opciones de mayor capital, que a largo plazo no pueden justificarse.

Este método es muy utilizado en la regulación de las Telecomunicaciones en EE. UU. y en Inglaterra. Es actualmente utilizado en la regulación del mercado eléctrico en México, Uruguay y Venezuela.

Dependiendo de la periodicidad en la cual el regulador revisa los costos y fija las nuevas tarifas es el valor de la pendiente de la recta de Laffont-Tirole. Estos valores pueden tener dos extremos:

Por un lado b tiende uno (1), cuando se revisa por períodos cortos, interpretándose con ello que no existe incentivo ya que se traslada rápidamente al usuario los costos de la empresa, y no hay tiempo para que la empresa aumente el beneficio disminuyendo sus costos.

Por el otro extremo b tiende a cero (0), cuando los periodos son extensos, y la empresa dispone del tiempo suficiente para aumentar sus beneficios disminuyendo los costos medios.

i) Determinación de los costos medios

En el caso de regulación de la distribución eléctrica, los costos que los reguladores reconocen como del servicio son⁵⁷:

$$CS = CM + D + K + T - I$$

Donde:

CM = Costos de operación y mantenimiento

D = Depreciación

T = Impuestos

K = Costo de oportunidad del capital

I = Otros Ingresos logrados por la distribuidora que no estén relacionados con la energía eléctrica

Estos costos han sido ampliamente definidos en el capítulo III, con lo cual solo se los mencionará.

ii) Costos de operación y mantenimiento

En este caso el regulador considera todos los costos en los cuales incurre la distribuidora para lograr la operatividad del sistema y para el mantenimiento preventivo y por rotura, en todos los casos la distribuidora debe demostrar que el gasto es en busca de la eficiencia, ya que el regulador no está dispuesto a reconocer costos que no sean eficientes.

iii) Depreciación

Se utiliza normalmente un método de depreciación lineal y en algunos casos el regulador acepta depreciación acelerada.

En el último caso se logra pagar menos impuestos los primeros años, con lo cual se pospone el pago de los mismos a interés cero (0 %), con lo cual hay mayor rentabilidad sobre la inversión.

iv) Impuestos

Hay dos alternativas, por un lado los impuestos se traspasan directamente a los usuarios, que para el caso de depreciación acelerada se verían beneficiados por el hecho de posponer su pago en el tiempo, y por otro lado se intenta mantener una tasa de

⁵⁷ Berstein Llona – Regulación en el sector de la distribución eléctrica - 1999

impuesto constante, como si fuera una depreciación lineal, a pesar de que no lo sea, con lo cual la distribuidora se ve beneficiada.

v) Costo de oportunidad del capital

Para el caso del costo de oportunidad del capital hay que definir previamente el capital de base, para lo cual, como hemos visto se utiliza normalmente el valor histórico o el valor nuevo de reemplazo (VNR).

Cuando se cuenta con el valor de la inversión base, se debe aplicar la tasa de retorno (rate of return), esta tasa debe ser tal que sea comparable con otras inversiones de riesgo similar.

vi) Otros Ingresos

Los ingresos de las distribuidoras deben ser igual a los costos del servicio, es preciso corregir entonces el costo restando todo ingreso no relacionado con la venta de energía como por ejemplo los ingresos derivados de ventas de elementos patrimoniales o por servicios no relacionados con la distribución eléctrica.

vii) Inconvenientes que genera el modelo

- Si consideramos que tenemos dos factores de producción como trabajo y capital, y el regulador fija la tasa anual de retorno del capital, la distribuidora tratará siempre de sobreinvertir, para aumentar el beneficio, este efecto es conocido como de Averch-Johnson⁵⁸. En este caso entonces la relación entre capital y trabajo es siempre mayor que el óptimo.
- En los precios no se tienen en cuenta el costo marginal de largo plazo (CMgLP), que puede llegar a ser mayor que el costo medio actual. Con lo cual una empresa que deba aumentar capacidad para satisfacer la demanda máxima al precio actual, debido a la inflación puede tener mayores costos de capital, con lo cual la distribuidora es reticente a invertir en aumentos de capacidad. Por otro lado los consumidores no asumen el costo social real del servicio, lo que hace a un uso ineficiente de los recursos a través de elevadas demandas⁵⁹.

⁵⁸ H. Averch and L. Johnson. "The Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint," *American Economic Review*, December 1962.

⁵⁹ Giaconi Vargas – Discriminación de tarifas y cargos de acceso en distribución eléctrica: caso chileno – Pág. 45 - 2000

- También existe el problema del desfase regulatorio, que es el tiempo entre que la empresa es auditada para determinar los costos y el momento en que realmente son de aplicación las tarifas que devienen de esa revisión.

b) Regulación mediante competencia referencial (Yardstick competition)

En este modelo de regulación⁶⁰, el regulador utiliza los costos de una empresa modelo comparable a los fines de determinar el costo medio que es posible lograr sobre la empresa que se quiere regular.

La empresa modelo no es real, y debe ser representativa de las empresas reales. Con lo cual es necesario determinar varias empresas modelos de acuerdo a la cantidad de empresas reales que necesita regular el regulador.

Schleifer considera que las empresas son neutrales al riesgo y toman decisiones bajo condiciones de certeza, enfrentando una demanda de mercado que define como $q(p)$.

Por lo que propone:

$$B = (p - c) \times q(p) + T - R(c)$$

Donde:

B = Beneficio de la empresa

p = Precio de venta del producto

c = Costo operativo de producción

T = Transferencia de incentivos del regulador a la empresa

R(c) = Gastos en inversión para reducir costos

$q(p)$ = Curva de demanda que enfrenta la empresa

El regulador fija los valores de c, p y T.

Para maximizar el beneficio de la empresa considera el excedente del consumidor, con lo que se intenta hacer máximo a:

$$\text{Max}_{(c,p,T)} \left[\int_p^{\infty} q(x) dx + (p - c) \times q(p) - R(c) \right]$$

La cantidad q que puede maximizar los beneficios de la empresa, está dada por la restricción que impuesta por los incentivos del regulador y por el propio beneficio del negocio.

⁶⁰ Andrei Shleifer – Teoría de Yardstick Competition – Publicado por la RAND corporation - 1985

El máximo se da cuando la derivada sea igual a cero (0).

$$\frac{\partial \left[\int_p^{\infty} q(x) dx \right]}{\partial p} + \frac{\partial [(p - c \times q(p))]}{\partial p} + \frac{\partial [-R(c)]}{\partial p} = 0$$

De esta ecuación podemos llegar a que $P^* = C^*$

Si derivamos la función respecto del costo C, y la igualamos a cero (0) tenemos:

$$\frac{\partial \left[\int_p^{\infty} q(x) dx \right]}{\partial c} + \frac{\partial [(p - c \times q(p))]}{\partial c} + \frac{\partial [-R(c)]}{\partial c} = 0$$

Lo cual implica que: $R'(c^*) = q(p^*)$

O sea una reducción de los costos marginales de operación, significa un monto similar al gasto en ahorro de esos mismos costos. Shleifer dice que $T = 0$, es una caracterización del óptimo social.

La regulación va en busca de la transparencia de la información en los costos operativos y en la inversión para que esos costos se reduzcan, dado que el precio finalmente refleja los gastos en los que ha incurrido la empresa en búsqueda de la reducción de los costos operativos.

i) Empresas idénticas

Si el regulador tuviera N empresas idénticas a regular dentro de su esquema económico, entonces tendríamos un precio promedio:

$$\bar{c} = \frac{1}{N-1} \times \sum_{j=1} c_j$$

También supone Shleifer que las empresas similares tienen gastos similares para la reducción de costos de operación, para lo cual considera que:

$$\bar{R} = \frac{1}{N-1} \times \sum_{j=1} R(c)_j$$

Con estas expresiones tenemos una empresa eficiente pero ficticia, pero con esos valores podemos comparar a las empresas reales, siempre en la búsqueda del óptimo social.

Con lo cual la empresa elige: $p_i = c$ y el regulador elige: $T = R$

Todo otro punto fuera de este de equilibrio no alcanzaría el óptimo, por lo cual se considera una solución de equilibrio de Nash, en el cual c es un valor de convergencia.

La inversión que debe realizar la empresa, se puede descontar en el tiempo, a una tasa de descuento que le permita recuperar la inversión en un determinado tiempo, a través del precio y los propios ajustes de los costos hacen resultar un premio para la empresa, que hará que aumente la tasa de descuento.

ii) Inconvenientes que genera el modelo

- No existen empresas iguales, ni siquiera muy semejantes
- El incremento en los gastos en búsqueda de la eficiencia, puede resultar en un incremento de la tasa de descuento y al final en el precio al consumidor.
- Si las empresas tienen arreglos entre ellas (colusión) no es adecuado el modelo.

iii) Mejora del modelo

Para hacer más realista el modelo, Shleifer, propone usar una matriz de características propias de la zona de operación de la empresa, debiendo ser estas exógenas al modelo, para ello propone la variable θ .

Shleifer, propone la siguiente ecuación para el caso del primer mejor:

$$-R_i(c, \theta) = q(p)$$

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

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

Estimando la relación que existe entre los gastos en ahorro de costos operativos y el costo de producción, combinando las expresiones anteriores tenemos:

$$-R_i(c, \theta) = q(c(\theta))$$

Por lo que queda el gasto en función del costo y de la variable exógena.

Shleifer, desarrolla una expresión de Taylor, de modo de lograr caracterizar el gasto en inversión para reducir el costo operativo.

iv) Conclusiones

Una importante advertencia sobre este método es que depende de la información que solo dispone la empresa. En la práctica, cada vez que la tasa se ajuste, se convierte en una negociación entre la compañía y el regulador, sobre cuál es el verdadero costo de la empresa de servicios. Sin esta condición el método falla.

Se notan claramente incentivos a la eficiencia de producción, reduciendo los costos.

Con este método se puede defender la separación horizontal entre empresas. Tiene su importancia a la hora de fijar límites jurisdiccionales dentro del mercado.

c) Regulación por incremento de precios regulados (Price-Cap)

El modelo de Price-Cap, trata de lograr incentivos posibles a la eficiencia dejando librado a la empresa la gestión de sus costos, ya sea los de oportunidad del capital, como los costos contables, de tal manera que si la empresa logra disminuirlos aumenta el retorno de la empresa, por lo menos por un periodo determinado de tiempo.

Para lograr el efecto señalado el regulador fija precios máximos por un periodo de tiempo suficientemente largo, normalmente de varios años, a los fines de lograr el incentivo citado. Luego de ese período se vuelve a analizar el precio máximo y se reajusta, esto asegura que las mejoras en los costos sean a su vez trasladadas luego de un tiempo a los propios usuarios finales.

Ahora bien los mecanismos por los cuales se determinan los precios máximos y los factores de ajuste que se fijan son muy variados, ya sea por que el propio regulador realice un estudio detallado de los costos de tal manera de definir el costo óptimo o por la utilización de algún otro tipo de mecanismo.

i) Modelo de Vogelsang - Fisinger⁶¹

Uno de los más importantes de estos mecanismos es el propuesto por Vogelsang y Fisinger, quienes tratan de aprovechar la optimización de los costos de la empresa, para determinar el precio máximo y los posteriores ajustes a realizar.

En este modelo se considera una empresa multiproducto que intenta maximizar la utilidad en cada periodo de tiempo t .

$$B = p_t q_t(p_t) - C(q_t)$$

⁶¹I. Vogelsang, J. Fisinger -. Description of this regulatory Measure. 1979

Donde:

B = Beneficio de la empresa

p_t = Vector de precios de los m productos de la empresa para el período t

q_t = Vector de cantidad producida de los m productos para el período t

$C(q_t)$ = Función de costos para los m productos de la empresa para el período t

$q_t(p_t)$ = Función de demanda a que se enfrenta la empresa para sus m productos para el período t

Se supone en este caso que la firma conoce cabalmente las funciones de costos y de demandas y no así el regulador (información asimétrica). Sí el regulador conoce el precio, las cantidades producidas y los costos totales.

En este caso Vogelsang y Fisinger proponen, con el fin de maximizar el bienestar social y con la restricción de que la empresa tenga un beneficio mayor que cero, lo siguiente:

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

Donde:

R_t = Renta ficticia del período t aplicando costos y demanda del período t-1.

Con esto se busca lograr que en el periodo t, los precios sean tales que aplicados a los costos y demandas del periodo anterior t-1, produzcan beneficios nulos o negativos, esto está indicando que para crear rentas en el periodo t es indispensable disminuir los costos. Ahora bien esas reducciones de costos deben continuar hasta lograr el óptimo social, que en el caso del monopolio natural esta dado por precios Ramsey⁶².

Los supuestos en que se basa el modelo para que haya convergencia hacia precios Ramsey son:

- La función de costos medios de la empresa deben ser decrecientes con la escala, con lo cual una forma de disminuir los costos medios es aumentar las cantidades producidas. Si esto no se cumple la empresa puede tener pérdidas.
- El beneficio de los consumidores debe mantenerse, es decir deben poder comprar las mismas cantidades que antes sin pagar más.
- El objetivo de la empresa es maximizar la utilidad para el período en curso.

⁶² F. P. Ramsey: Matemático y Filósofo Inglés quien fijó el concepto de *Precios Ramsey* en el marco de la teoría de la Imposición óptima - 1927, lo cual fue ampliado luego al problema de los monopolios públicos por M. Boiteaux (1971). Los precios Ramsey maximizan la suma del excedente del consumidor y del productor sujetos a beneficios negativos.

- La demanda y los costos se mantienen en el tiempo

ii) Modelo de Littlechild⁶³

Este modelo de regulación por precios máximos se denomina de IPC-X. Consiste en actualizar el precio de los servicios de una empresa según el Índice de Precios al Consumidor (IPC) corregido por un factor X que mide la productividad esperada de la industria.

Esta metodología fue introducida por Littlechild, y se utilizó primeramente en Inglaterra en el año 1983, en empresas de telecomunicaciones, a partir de allí, en base a la facilidad de aplicación y a los buenos resultados obtenidos, fue aplicada a otros casos, como por ejemplo en gran parte de la Distribución Eléctrica en la Argentina y en compañías telefónicas de los EE. UU.

Para aplicar el IPC-X, el regulador define los servicios regulados y la ponderación de cada uno de ellos. Teniendo esto en cuenta, fija un límite máximo para el crecimiento del precio medio del conjunto de los servicios. Este precio medio se establece teniendo en cuenta el índice de precios al consumidor (IPC) y el valor esperado de la productividad de la industria, denominado factor X.

A lo largo de todo el periodo regulatorio la empresa establece libremente el precio de cada servicio, con la única restricción de que el precio de los servicios debe ser inferior al límite máximo fijado por el regulador. Por lo que, la empresa puede modificar los precios atendiendo a la evolución de la demanda. Queda claro entonces que, si la empresa es eficiente y reduce sus costos puede beneficiarse con un mayor beneficio contable.

Al final del período regulatorio, el regulador revisa la evolución del mercado y establece un nuevo precio máximo para el siguiente periodo. Para el nuevo escenario, el regulador considera la eficiencia esperada de la empresa, y también tiene en cuenta que servicios se deben regular en el periodo regulatorio, y el peso de cada servicio del conjunto respecto del IPC-X.

⁶³ Dr. Stephen Littlechild: PhD en Comercio, Inglés, en 1983 envió un informe al Ministerio de Industria del Reino Unido donde argumentaba las ventajas de la regulación por Price-Cap. En ese informe señalaba que la regulación por Price-Cap podía dar incentivos necesarios para alcanzar la eficiencia productiva en los mercados donde no había competencia. *"Al contrario de lo que sucede con la regulación de la tasa de beneficio, el Price-Cap no requiere medidas imprecisas o arbitrarias para determinar una tasa de rentabilidad sobre el capital, y elimina la necesidad de asignar costes cuando solo se regula una parte de la empresa"*. Fue el primer director de la "General of Electricity Supply" y Jefe de la "Office of Electricity Regulation (OFFER)" ambas del Reino Unido.

- Ecuación del IPC-X:

Si se considera una empresa regulada que comercializa n servicios. Al inicio del periodo regulatorio, $t = 0$, el regulador establece como la empresa debe actualizar sus precios hasta llegar al final del periodo regulatorio, $t = T$. En términos matemáticos, el regulador establece que el crecimiento del precio medio del conjunto de servicios ponderados debe ser igual o menor que el IPC-X. Por lo que se establece que para actualizar se debe cumplir que:

$$\sum_{k=1}^n w_k \frac{P_{Tk} - P_{0k}}{P_{0k}} \leq IPC_T - X$$

Donde:

w_k = Ponderación de cada servicio de la empresa del conjunto a regular⁶⁴.

La ponderación del servicio k es:

$$w_k = \frac{P_{0k} \times q_{0k}}{\sum_{k=1}^n P_{0k} \times q_{0k}}$$

Se puede ver que cuando $IPC-X < 0$, la empresa debe reducir el precio medio del conjunto de servicios regulados. Pero no se impone el precio de cual o como se debe modificar cada uno.

Con lo cual uno de los aspectos básicos del IPC-X es que el regulador determina la evolución del precio medio del conjunto de servicios regulados, pero no cada uno de los precios individualmente. Con este criterio la empresa puede modificar los precios durante el periodo regulatorio, sin interferencia del regulador.

Claro está que si el IPC-X se aplica sobre un único servicio, esta regulación indudablemente actúa como un precio máximo. En cambio, si el IPC-X se aplica sobre un conjunto de servicios, algunos precios se reducen y otros pueden aumentar, siempre satisfaciendo el límite máximo sobre el precio medio.

Factor X

⁶⁴ Normalmente se considera que las ponderaciones de los servicios deben reflejar su participación en los ingresos totales de la empresa al inicio del periodo regulatorio

Se considera que este factor debe reflejar la productividad esperada del sector regulado del país donde se aplica. Por lo que, al final del periodo regulatorio todas las ganancias de eficiencia logradas en el sector terminan trasladándose a los propios consumidores, materializándose en las correspondientes reducciones de precios en las tarifas.

iii) Ejemplos de utilización del IPC-X

La primera aplicación del modelo IPC-X se halla en el Reino Unido. En 1982, la Comisión de Monopolios y Fusiones⁶⁵ recomendó poner un límite a los incrementos en los precios de los servicios del país. Estos podrían crecer como máximo según el aumento del nivel de precios menos 1.5 por ciento, y debían revisarse cada 5 años, claramente se estaba fijando límites tal lo indicado en el modelo de IPC-X.

Posteriormente, en 1984, el regulador británico empezó a utilizar el IPC-X para regular los precios de British Telecom (BT) después de que el antiguo monopolio fuese privatizado.

Desde sus inicios, el IPC-X logró muy buenos resultados, y no sólo redujo los precios de la telefonía sino que además consiguió que BT mejorara significativamente su eficiencia.

d) Regulación por ingresos máximos regulados (Revenue-Cap)

Este modelo es una variante del modelo de Price-Cap, como vimos en el Price-Cap, el incentivo que genera el regulador intenta disminuir el costo promedio, el cual se logra fácilmente aumentando la venta a fin de diluir el costo fijo.

Para el caso de la energía eléctrica, quizá no sea lógico propender al aumento de consumo, ya que se puede inducir a los clientes al uso irracional de la energía, para este caso específicamente el Revenue-Cap es en modelo más adecuado.

i) Modelo de Revenue-Cap

El modelo ha sido presentado por Stoff⁶⁶ en 1995. En el cual se intenta regular el ingreso anual de la empresa. Como consecuencia de ello la empresa tiene un claro incentivo a reducir la demanda para poder lograr concentrarse en disminuir los costos totales. Para el caso de la energía eléctrica es claro que la distribuidora dispone de los

⁶⁵Monopolies and Mergers Commission

⁶⁶ Steven Stoff: Ingeniero matemático estadounidense, en 1982 recibió el título de Ph-D en economía de la Universidad de California – Berkeley – Es consultor independiente, especialista en diseño de mercados eléctricos.

elementos para afectar la curva de demanda de energía, y aplanar la curva tratando de disminuir la demanda máxima.

Por lo que Stoft propone que el incentivo tenga en cuenta no solo la reducción de costos de la empresa sino también un uso eficiente de la energía eléctrica.

Si consideramos una estructura de costos de una empresa distribuidora como:

$$C = a + b \times N + c \times E + d \times L$$

Donde:

N = Cantidad de clientes

E = Energía total

L = Demanda de potencia máxima de punta

a, b, c, d: Parámetros

Esta función lineal de costos es justificada ya que los insumos necesarios para mantener el negocio en funcionamiento se los puede asociar directamente con:

- La cantidad de clientes (N): a través de los insumos de facturación, postación, medidores
- La cantidad de energía (E): a través del insumo de combustible
- La demanda máxima de potencia (L): a través de transformadores, cables.

Los cuales no interactúan fuertemente entre sí, esto se puede ejemplificar suponiendo que la demanda de potencia máxima aumenta fuertemente, manteniendo constante la cantidad de clientes y la cantidad de energía, se puede ver que los costos de facturación y de combustible no cambian en gran medida como para relacionarlos.

La ecuación propuesta por Stoft para el ingreso de la empresa es la siguiente.

$$R = P_N \times N + P_E \times E + P_L \times L$$

Donde:

R = Ingreso de la empresa

P_N = Precio de conexión

P_E = Precio de la energía

P_L = Precio de la potencia de punta

Comparando este modelo con el de Price-Cap, se puede decir que:

En el Price-Cap

$$P_N < \bar{P}_N \quad P_E < \bar{P}_E \quad P_L < \bar{P}_L$$

Donde:

$$\bar{P}_N, \bar{P}_E, \bar{P}_L = \text{Precios regulados de Price-Cap}$$

En el Revenue-Cap:

$$R < \bar{R}$$

Donde:

$$\bar{R} = \text{Ingreso regulado de Revenue-Cap}$$

Las empresas intentan siempre minimizar sus costos, para ello en este caso se busca minimizar los parámetros a, b, c y d. En este caso además se induce a la empresa a modificar otras variables que normalmente no están consideradas bajo su control, como son N, E y L. Normalmente se busca reducir la relación entre E y N, o sea la energía por cliente.

La utilidad o beneficio la podemos considerar como $B = R - C$ con lo que:

En el Price-Cap

$$B = -a + (\bar{P}_N - b) \times N + (\bar{P}_E - c) \times E + (\bar{P}_L - d) \times L$$

En el Revenue-Cap

$$B = \bar{R} - (a + b \times N + c \times E + d \times L)$$

Se observa que en ambos modelos existen incentivos para reducir los costos ya que siempre se restan del beneficio.

Para el caso de Revenue-Cap, se puede ver también que la empresa tiene incentivos para reducir las cantidad de clientes (N), la energía (E) y la demanda máxima de potencia (L).

Para el caso del Price-Cap, no existe este incentivo tan marcado como vemos para el Revenue-Cap, ya que depende más del precio y de los costos relativos, por ejemplo entre P_E y c . Se puede deducir que al menos uno de los tres precios de los servicios debe ser mayor al costo, con lo cual en ese servicio la distribuidora intentara maximizar las ventas.

Si analizamos las variables en el caso de los clientes domiciliarios, $P_L = 0$, en este caso no se mide al cliente la demanda de potencia, con lo que el costo de la capacidad es trasladado directamente a la energía, lo cual hace que $P_E > c$. Con lo cual la empresa tiene un elevado incentivo para disminuir L y aumentar E . Normalmente también se observa una subvaluación en el precio de conexión, con lo cual se aumenta el incentivo a aumentar la cantidad de energía vendida (E). El incentivo de minimizar el número de clientes (N) disminuye al tener como prioridad aumentar la cantidad de energía.

Ahora bien, el regulador necesita poner restricciones a efectos de que la empresa no fije precios mayores a que si se estuviera frente a un monopolio puro. Este efecto indeseado fue descrito por Crew y Kleindorfer⁶⁷, por el cual este efecto lleva sus nombres.

En un monopolio la empresa buscará maximizar la utilidad fijando un precio P^* , lo que inducirá a una demanda Q^* , por lo cual se generará un ingreso:

$$R^* = P^* \times Q^*$$

En este caso si el regulador fija un valor de:

$$\bar{R} > R^*$$

La empresa ignorará al regulador, ya que un menor ingreso maximiza su utilidad. Por lo que para que la regulación tenga éxito el regulador debe fijar un ingreso:

$$\bar{R} < R^*$$

De esta manera la empresa se verá forzada a subir o bajar P de manera de reducir el ingreso y satisfacer la restricción impuesta por el regulador. Cualquiera de las dos situaciones se puede dar, ya que con un precio alto, las ventas caerán de tal manera que caerá el ingreso. Con lo cual se puede dar que el precio sea alto o sea bajo, tratando de que se satisfaga la restricción impuesta.

⁶⁷ Crew, M. A. y Kleindorfer, P. R.: en 1996 publicaron "Incentive Regulation in de United Kingdom and the United State: Some Lesson" publicado en el Journal of Regulatory Economics

6.3 Ventajas y desventajas de los métodos de regulación

En la siguiente tabla se muestra una síntesis de las principales ventajas y desventajas de los cuatro modelos presentados.

Ventajas y Desventajas de los métodos de regulación			
<i>Ventajas</i>			
ROR	Yarstick Competition	Price-Cap	Revenu-Cap
Se puede incentivar a las empresas con solo manejar el tiempo en el cual el regulador revisa los costos. Siendo de alto incentivo cuando lo hace en periodos extensos, hasta la no existencia de incentivos cuando esos periodos son muy cortos	No existe información asimétrica, ya que el método no necesita de la información de costos de la distribuidora	El IPC-X provoca que los precios se reduzcan cuando aumenta la productividad.	Se intenta no solo obtener el óptimo social desde el punto de vista económico, sino también se busca un consumo racional de la energía.
	Como se tienen en cuenta costos medios del sector, se pueden lograr beneficios diferenciales para cada empresa regulada acorde al área o mercado donde	Es un mecanismo flexible. La empresa regulada actualiza sus precios en función de las variaciones en sus costes y en la demanda. La	Se busca reducir la relación entre N (número de clientes) y E (cantidad de energía), o sea disminuir la cantidad de

	le toque actuar	empresa puede modificar con rapidez sus precios ante cambios inesperados de las condiciones del mercado.	energía por cliente
	Con este modelo se defiende la separación horizontal entre empresas en el mercado eléctrico	Incentiva la reducción de los costes. El IPC-X permite que la empresa regulada se apropie de las ganancias de eficiencia que consiga. Esto incentiva las estrategias de reducción de costes.	
<i>Desventajas</i>			
La Distribuidora siempre trata de sobreinvertir, para aumentar el retorno sobre el capital	Ninguna distribuidora es igual a otra, tienen diferentes tecnologías, diferente organización y diferentes formas de gestión comercial	Puede reducir la calidad del servicio. Con el IPC-X la empresa puede estar tentada de reducir sus costes reduciendo la calidad de los servicios regulados	Si $R > R^*$, la empresa intenta aumentar el precio, ya que un precio alto hace que el ingreso caiga hasta hacerlo igual al R^*
No son tenidos en cuenta el costo de	Un mayor incremento en los	Extensión del periodo regulatorio. Uno de los	

<p>largo plazo, con lo cual la distribuidora es reticente a aumentar la capacidad</p>	<p>gastos para mejorar la eficiencia, puede resultar en un incremento de la tasa de descuento y finalmente ir a parar al precio que debe pagar el consumidor.</p>	<p>aspectos más delicados a la hora de implementar el IPC-X es la definición del periodo regulatorio. Un periodo regulatorio excesivamente largo perjudica a los consumidores, porque retrasa el traslado de las mejoras de productividad de la industria a los precios. Por el contrario, un periodo regulatorio demasiado corto hace que las empresas tengan menos incentivos a reducir costes, porque se benefician de su eficiencia durante un periodo más corto</p>	
<p>Existen problemas de desfase regulatorio, tiempo en que se mide la empresa y en la cual se aplica la tarifa</p>	<p>No funciona el método cuando hay acuerdo (colusión) entre empresas</p>		

6. 4

Modelos utilizados en América Latina

	Generación	Transmisión	Distribución
Argentina	Market	Price Cap	Price Cap
Bolivia	Marginal Cost	Price Cap	Efficiency Standard
Brasil	Market	Cost of Service	Price Cap
Chile	Marginal Cost	Cost of Service	Efficiency Standard
Colombia	Market	Price Cap	Price Cap
Costa Rica	Cost of Service	Cost of Service	Cost of Service
República Dominicana	Market	Cost of Service	Cost of Service
Ecuador	Market	Cost of Service	Efficiency Standard
Guatemala	Market	Cost of Service	Efficiency Standard
Jamaica	Cost of Service	Cost of Service	Cost of Service
México	Cost of Service	Cost of Service	Cost of Service
Paraguay	Cost of Service	Cost of Service	Cost of Service
Perú	Marginal Cost	Efficiency Standard	Efficiency Standard
El Salvador	Market	Techo de precio	Efficiency Standard
Trinidad & Tobago	Cost of Service	Cost of Service	Cost of Service
Uruguay	Cost of Service	Cost of Service	Cost of Service
Venezuela	Cost of Service	Cost of Service	Cost of Service

Fuente: Espinasa (2001)



CAPITULO VII

Regulación en zonas de Baja Densidad Eléctrica

VII. REGULACIÓN EN ZONAS DE BAJA DENSIDAD ELÉCTRICA

7.1 Análisis de Mercado

Las empresas que actúan en los diversos mercados tienen estrategias diferentes en función de dos parámetros, por un lado la propiedad, ya sea privada o pública y por el otro sus objetivos que pueden ser comerciales o sociales.

Analizando estos parámetros se pueden reconocer los distintos tipos de empresas que interactúan en los mercados, las cuales pueden ser identificadas según el siguiente gráfico.

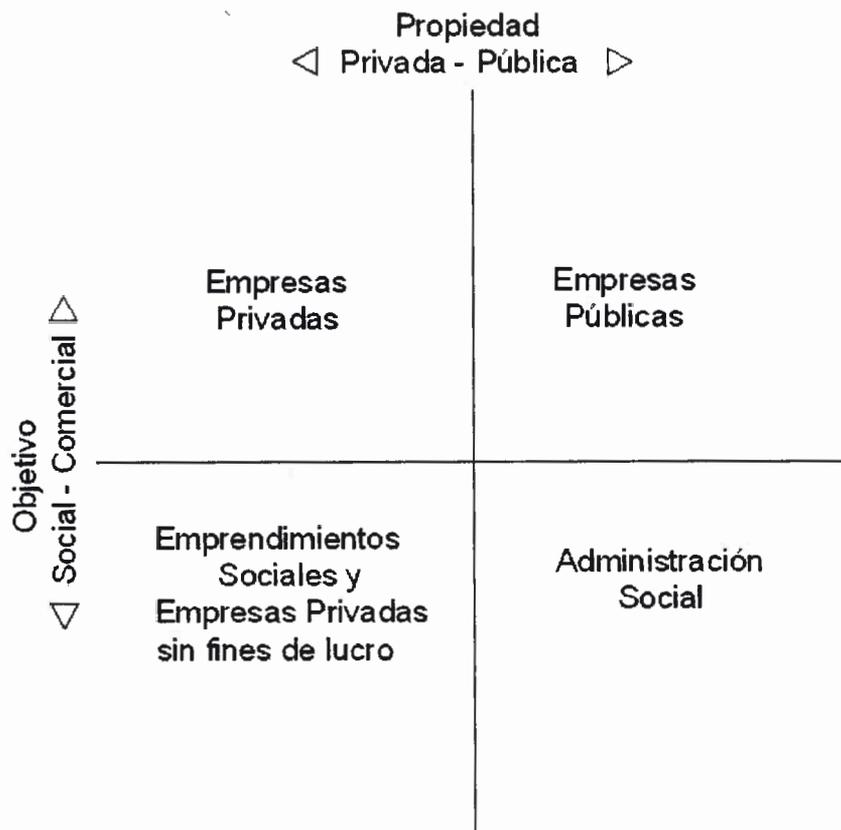


Fig. VII.1: Tipos de empresas y su relación con el objetivo y la propiedad de las mismas

Teniendo esta representación se puede analizar, en función del mercado a que se enfrenta, cual es el tipo de empresa que interviene en el mismo.

7.1.1. Modelo de análisis económico de empresas con Objetivos

Comerciales

Si la empresa es de propiedad privada o pública y con objetivos comerciales nos encontramos con Empresas Privadas y Empresas Públicas. En este caso el análisis del desenvolvimiento de las empresas debe hacerse reconociendo el mercado donde actuará el cual definirá la rentabilidad del mismo, en este caso este tipo de empresas prescinde de intervenir en aquellos poco rentables, por otro lado las empresas deben definir su estrategia competitiva a fin de lograr la maximización del beneficio.

a) Mercados rentables

Un mercado es rentable cuando los ingresos que se pueden generar de él son mayores a los recursos que hay que disponer para obtenerlos. Desde este punto de vista las empresas que buscan beneficios comerciales, en definitiva analizan la rentabilidad del mismo a efectos de lograr beneficios más allá de la eficiencia de la propia empresa. En estos mercados se da el caso de empresas con grandes beneficios a pesar de no disponer de una estrategia genérica adecuada.

b) Maximización del Beneficio

Como se ha definido ya el beneficio es la diferencia entre el ingreso total y el costo total, para poder hallar el máximo beneficio debemos analizar su ingreso. Si el nivel de producción es q y con él se obtiene un ingreso I . Este ingreso es igual al precio del producto (P) multiplicado por el número de unidades vendidas (q): $I = Pq$. El costo de producción también depende de q .

$$B(q) = I(q) - C(q)$$

La empresa maximiza beneficios cuando se hace mayor B (beneficio), o sea la diferencia entre I y C es mayor.

El Ingreso es una línea curva que tiene en cuenta que solo puedo aumentar la producción bajando el precio del producto.

La pendiente de la curva de ingreso es el ingreso marginal (IMg). Como hay costos fijos y variables $C(q)$ no es una línea recta sino una curva, su pendiente es el costo

marginal. $C(q)$ no es cero cuando no hay producción por que hay costo fijo a corto plazo.

Este supuesto de maximización se utiliza en microeconomía porque predice el comportamiento de las empresas y da un razonable grado de precisión y evita complicaciones analíticas innecesarias.⁶⁹

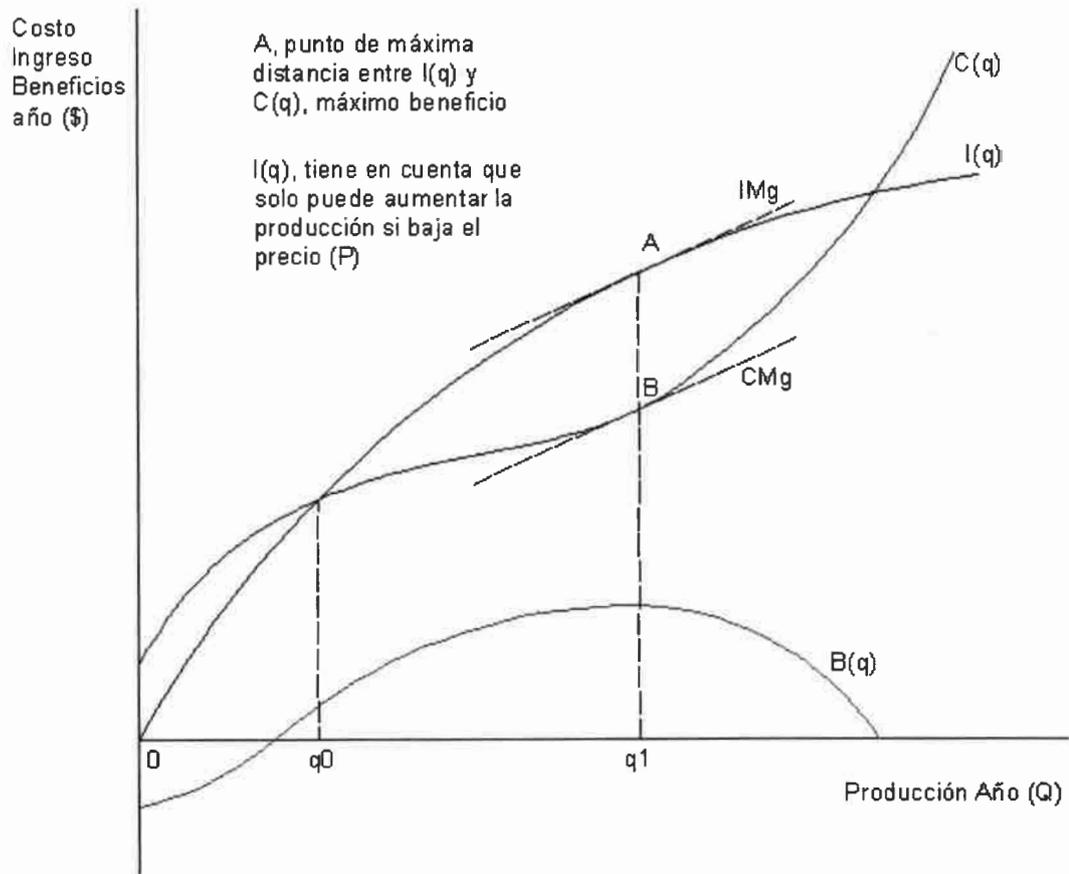


Fig. VII.2 Curvas de Costo – Ingreso – Beneficio

i) Responsabilidad social empresarial

Este supuesto de análisis del comportamiento de las empresas sostenido doctrinariamente por Milton Friedman, es polémico y está cuestionado vigorosamente por algunos autores que dicen no presupone la realidad, sobre todo a partir de la crisis global que comenzó en el 2008 y que todavía continua, la cual algunos autores

⁶⁹ La teoría microeconómica se basa en el supuesto de que las empresas buscan siempre maximizar los beneficios, ya que predice con un grado razonable de precisión y evita complicaciones analíticas innecesarias. Aunque según Pindyck y Rubinfeld este supuesto es controvertido (Microeconomía 7° Ed. 2009 pag. 308).

reconocen que comenzó siendo financiera, se transformo en macroeconómica y ahora ya es humanitaria⁷⁰.

La crisis instaló definitivamente el tema de la *responsabilidad social empresarial*, como eje central de cualquier comportamiento de la empresa, yendo más allá de la intención concreta de maximización del beneficio.

También se ha reflatado que esta nueva idea de responsabilidad social de la empresa, se ha generado por cuestiones éticas que atraviesan la economía de mercado, que de acuerdo con Kliksberg está centrada en los valores éticos, que pueden sintetizarse en:

- El abandono por parte del Estado de su misión de proteger el interés colectivo en campos estratégicos.
- La conducta de los altos ejecutivos, que favorecieron la maximización de ganancias a corto plazo, lo que llevó a tomar decisiones de altísimo riesgo, dado que sus salarios estaban atados a los beneficios de las empresas.
- Los sesgos de las agencias calificadoras de riesgo.

ii) Hacia el nuevo concepto empresarial

El modelo de solo maximización de beneficios, como se señaló, es limitado y la exigencia de la sociedad de responsabilidad social a las empresas se puede analizar desde los siguientes desempeños propuestos por Kliksberg:

- Políticas de personal que respeten los derechos de los integrantes de la empresa, y favorezcan su desarrollo.
- Transparencia y buen gobierno corporativo.
- Información pública y continua,
- Directivos que puedan ser controlados, para lo cual deben eliminarse los conflictos de interés.
- Juego limpio con el consumidor
- Políticas activas de protección del medio ambiente.
- Integración a los grandes temas que hacen al bienestar común.
- La empresa debe colaborar con las políticas públicas. Debe ser un aliado creativo del estado, en cuestiones de interés comunitario, como mejorar la deserción escolar, disminución mortalidad infantil, etc.

⁷⁰ Kliksberg, B.: Primero la Gente – 5ta Edición – 2009 – Pag. 308

- No deben practicar un doble código de ética. Con lo cual debe haber coherencia entre el discurso de responsabilidad social y la práctica.
- No debe aplicarse un código de responsabilidad en el país central y otro en países en desarrollo.

7.1.2. Modelo de análisis económico de empresas con Objetivos Sociales

Si la empresa es de propiedad Privada o Pública y con objetivos sociales nos encontramos con Empresas Privadas sin fines de lucro y Empresas Públicas de administración social. En este caso el análisis se basa reconociendo que estas empresas actuaran en Mercados poco rentables y por otro lado en la búsqueda para ser eficientes de una estrategia genérica de minimización de costos.

a) Minimización de costos

El segundo modelo y que se corresponde con objetivos sociales de las empresas, los cuales predicen su comportamiento, tienen motivaciones que no son la maximización del beneficio, sino la posibilidad de minimizar los costos en aras de ser eficientes.

$$C(q)$$

Este modelo tiene como finalidad primaria el bien común.

Caracterizando el mercado de la distribución de energía eléctrica en zonas de baja densidad eléctrica, hay que tener en cuenta que el mercado no es rentable, dicho de otro modo, no pueden rescatarse importantes beneficios, aun cuando se esté en posibilidad de lograr la maximización del mismo. Este menor beneficio que el de otros mercados hace que las empresas comerciales, Privadas o Públicas no encuentren mayores incentivos para ingresar en estos mercados por lo desfavorable del mismo. Esto ha llevado actuar en los mismos a empresas que se caracterizan por tener el beneficio social como prioridad entre sus objetivos, en este caso particular a las Cooperativas Eléctricas, el modelo más representativo de empresas que intentan minimizar los costos en pos de maximizar el beneficio social.⁷¹

⁷¹ La Economía Social, también llamada Economía Solidaria, se refiere al conjunto de aquellas organizaciones de productores, consumidores, ahorristas, trabajadores, etc., que operan regidas por los principios de participación democrática en las decisiones, autonomía de la gestión y la primacía del ser

Como ejemplo, en la Provincia de Córdoba, el mayor porcentaje de las zonas de baja densidad eléctrica está a cargo de este tipo de empresas. Al respecto Pindyck y Rubinfeld, reconocen que existe una forma alternativa de organización y citan a las cooperativas como una asociación de personas o empresas que es propiedad de sus miembros y que es gestionada por ellos para beneficio mutuo, siendo también los propios socios, usuarios y productores al mismo tiempo.

La regulación tiene que tener en cuenta cómo lograr el óptimo social, incluyendo en ello tanto a los compradores (usuarios) como a los productores (empresas), sabiendo que los intereses son contrapuestos entre ambos. Para el caso las empresas sociales no requieren obtener un beneficio inherente, como es el caso de empresas que necesitan maximizar la utilidad.

7.2 Contexto

Las zonas de baja densidad eléctrica pueden ser caracterizadas de la siguiente manera:

- Zonas de alta ruralidad, donde la agricultura y/o la ganadería representan la actividad económica más importante.
- Zonas inhóspitas o con condiciones de desarrollo económico desfavorable, en ambos casos se da que la actividad económica es reducida.

Desde el punto de vista del análisis económico que es factible realizar al respecto de este tipo de mercado se puede concluir en dos posibles.

7.2.1 Las cooperativas de electricidad

Las cooperativas de electricidad son entidades de múltiples servicios, creadas a partir de la consolidación de la prestación de la distribución eléctrica, el que no solo dio lugar a la formación de un importante capital social, sino especialmente a la conformación de una conciencia solidaria a nivel local que permitió el desarrollo de otros emprendimientos de base cooperativa, como por ejemplo telefonía rural, servicios sociales, servicio de agua potable, red de gas, servicio de Internet, etc.. En las

humano sobre el capital. Las prácticas de estas organizaciones se circunscriben en una nueva racionalidad productiva, donde la solidaridad es el sostén del funcionamiento de las iniciativas. Diferenciándose de la racionalidad capitalista que no es ni solidaria ni inclusiva y de la economía pública que no permite la posibilidad de autogestionarse.

localidades donde existe una cooperativa de electricidad es más fácil que la población se incline por esta forma asociativa para resolver los problemas sociales, que en aquellas localidades donde no las hay. Esta circunstancia ha sido aprovechada por este tipo de empresas. Los nuevos espacios económicos que se generen serán ocupados por el capital lucrativo si la economía social no promueve que sean ocupados por otra cooperativa. Si esto ocurre solo le quedará al cooperativismo resolver los problemas sociales, que por supuesto debe afrontarlos, pero quedaría afuera de los espacios que sean verdaderas oportunidades económicas. Estos nuevos lugares, donde el beneficio económico aunque como se vio es menor, también deben ser ocupados por el cooperativismo, ya que allí su crecimiento será más fácil y el beneficio social estará asegurado. Cuantos más espacios estén ocupados por la economía social, mayor equidad distributiva existirá en la comunidad, mas beneficio social se producirá, mayor defensa comunitaria tendrá la cooperativa eléctrica, y aumentará el poder de incidencia de las entidades solidarias.⁷²

a) Fortalezas y debilidades de las empresas cooperativas

Es interesante para el análisis a plantear remitirse a los principios del cooperativismo.

i) Ventajas

Las ventajas de las empresas Cooperativas en el manejo de los servicios públicos y en especial el eléctrico son las siguientes:

- El servicio es administrado por los propios clientes, a través de un consejo de administración legitimado por una asamblea general de clientes o usuarios y en consecuencia, su calidad es mayor que cuando lo presta un ente público despersonalizado y politizado, como también privado despersonalizado y desolidarizado.
- El precio y las tarifas de los servicios públicos suelen ser menor que los fijados por las empresas públicas o privadas, pues su estructura de costos es menor. En consecuencia, la comunidad obtiene un beneficio (excedente del consumidor).

⁷² Bases para la Gestión de la Federación Argentina de Cooperativas de electricidad y otros servicios públicos Ltda. (FACE) – DOS - Período 2008-2009. Pag. 22

- La empresa Cooperativa tiene mayor sensibilidad social y se preocupa por extender el servicio a sectores marginales de la ciudad y área rural, y además brinda un sinnúmero de otros servicios sociales y culturales a sus asociados.
- Existe una mejor distribución del ingreso, ya que los excedentes al final del ejercicio, son distribuidos a través de nuevas obras o incorporación de nuevos servicios por medio de la aprobación de las asambleas respectivas.
- La Cooperativa posee una conducción democrática (un asociado = un voto) y el control directo del usuario permite que sea una empresa que está muy cerca del usuario.
- No hay clientes anónimos sino asociados de la empresa prestataria.
- Constituyen un universo de pequeñas y medianas empresas, con lo cual contribuyen a generar una estructura económica y social más democrática, competitiva y libre, con una distribución regional más equilibrada.
- Responden con mayor agilidad a las demandas comunitarias, en servicios ya existentes y creación de nuevos servicios.
- La fuerza laboral en las Cooperativas está personalizada. El conocimiento es importante, pero más importante, su dimensión cualitativa como elemento de aprendizaje y de unión del grupo. Existe un respeto mutuo con lo que la interacción es mucho más fluida, podemos decir que hay un equilibrio de roles y de competencias.

ii) Desventajas

- Dificultad en integrar los aportes iniciales de capital, en especial cuando implican la necesidad de financiar obras de infraestructura urbana tales como adquisición de centrales telefónicas, continuación de la red de distribución urbana de electricidad o líneas telefónicas, etc..
- Restricciones legales de las cartas orgánicas.
- Resistencia de ciertos grupos sociales, tales como sindicatos de empleados públicos o sectores empresarios que pueden ver afectados sus intereses por la presencia de una cooperativa de servicios públicos (los primeros por esta reemplaza a la empresa del estado y los segundos por que desearían la presencia de una empresa privada de servicios públicos).
- Hay una excelente capacidad para seguir eficientemente una rutina que nunca se cuestiona. Es decir que podría decirse que "las cosas se hacen correctamente pero tal vez no se hacen las cosas correctas". Hay un culto a la experiencia, lo que origina

ciertos modelos mentales y paradigmas. Es muy típico de las Cooperativas pues existe una idealización de activos y procesos obsoletos y una aversión a reconocer los errores y fracasos y su relación con estos activos y procesos obsoletos.

7.2.2 Comparación de tarifas entre Empresa Pública – Empresa Privada – Cooperativa

Cuando un servicio público es brindado por una Empresa Privada en condiciones monopólicas, su precio tiende a ser superior al caso en que sea provisto por una empresa pública o por una empresa cooperativa, ya que el objetivo final de la maximización del beneficio tiende a sacar mayor provecho que el esperado para lograr el óptimo social.

Cuando el servicio es brindado por una Empresa Pública, su precio puede ser inferior al costo por razones políticas o por subsidios recibidos del gobierno nacional o provincial, ejemplo: desgravaciones de impuestos, créditos subsidiados de la banca oficial.

En el caso de la empresa cooperativa, el objetivo económico es maximizar el beneficio de sus asociados, o sea una estrategia de costos (beneficio de los usuarios del servicio). En consecuencia, ello se alcanza prestándolo al menor precio posible cubriendo, obviamente, su costo y dejando un pequeño margen de excedente financiero para reposición de inversiones.⁷³

7.3 Modelado de un sistema tarifario

7.3.1 Supuestos y consideraciones

Se considera según lo que se estableció a lo largo de todo el escrito que la industria es un monopolio natural. Hay restricciones tanto para la entrada al mercado ya que hay economías de escala, como también para la salida del mercado debido a que existen importantes costos hundidos. Los consumidores actúan en forma racional, no existe asimetría de información y siempre intentan maximizar su utilidad.

El modelo debe ser tal que priorice el beneficio social, que sea de aplicabilidad práctica y que resulte sencillo su control por parte de los entes reguladores.

⁷³ R. Fedriani, L. Branda, D. Sesin, E. Ingaramo: Transferencia de Servicios Públicos a Empresas Cooperativas – Intercoop Editora Cooperativa Ltda. – Pag. 38 – 1986.

El modelo estará basado en el presentado por Giaconi Vargas⁷⁴, el cual estudia el caso con algunas consideraciones a los efectos de su simplificación:

- Consumidores racionales, es decir siempre prefieren más que menos, tratando de maximizar su utilidad.
- El distribuidor dispone de un solo nivel de tensión y se localiza en un área típica.
- El bien que se vende es la potencia eléctrica.
- La demanda máxima del sistema de distribución coincide con la potencia máxima comprada por el distribuidor.
- El coeficiente tecnológico de producción es igual a uno, es decir pérdidas nulas.
- Los costos presentan retornos constantes a escala.
- Los clientes solo pueden consumir uno de los bienes que produce la distribuidora.
- No hay elasticidades cruzadas, la demanda de los bienes depende exclusivamente de su precio y no del precio de los otros.

7.3.2 Costos

Los costos del distribuidor se componen solo de costos de compra y costos de distribución de potencia.

a) Costos de compra

$$C_{PM} = c_{PM} \times Q$$

Donde:

c_{PM} = Costo marginal de la unidad de potencia coincidente⁷⁵

Q = Potencia coincidente vendida

b) Costo de distribución

$$C_D$$

⁷⁴ P. Giaconi Vargas – Discriminación de tarifas y cargos de acceso en Distribución Eléctrica: Aplicación al caso de Chile – 2000 -

⁷⁵ Potencia coincidente es la que coincide con la demanda máxima del sistema de distribución.

Este costo depende directamente de la potencia coincidente distribuida Q , dado por la subaditividad de la potencia⁷⁶.

En esta simplificación propuesta se debe reconocer que la distribuidora tiene tres tarifas diferentes por tres productos, dos de potencia, identificadas como que cada una tiene precios diferentes en función del tipo de cliente (dependiente del nivel de potencia) y una tarifa por acceso a la red, los clientes pueden consumir solo uno de los tres bienes, con lo cual cada uno de ellos elige cual es el producto a consumir en función de su característica de consumo propio.

c) Función de costos

Esta función, que incluye los costos de compra más los de distribución, está relacionada con las potencias coincidentes.

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

Donde:

q_1 = Cantidades de Potencia coincidente en Tarifa 1

q_2 = Cantidades de Potencia coincidente en Tarifa 2

q_3 = Cantidades de accesos a la red

$$Q = q_1^c + q_2^c + q_3^c = f_1 \times q_1 + f_2 \times q_2 + f_3 \times q_3$$

$$Q_M = q_1^c + q_2^c = f_1 \times q_1 + f_2 \times q_2$$

En este caso la función de costos para el caso del bien acceso a la red no tiene costo de compra.

Donde:

Q = Es la cantidad de bienes que produce el distribuidor.

Q_M = Es la potencia total vendida y comprada por el distribuidor

⁷⁶ Subaditividad de las potencias se refiere a que la suma de las potencias máximas individuales es mayor que a la potencia máxima total, ya que aquellas no se dan en los mismos instantes de tiempo.

f_1 = Factor que tiene en cuenta la relación entre la potencia máxima del promedio de los clientes que tienen tarifa 1, y la potencia coincidente de punta del sistema de distribución.

f_2 = Factor que tiene en cuenta la relación entre la potencia máxima del promedio de los clientes que tienen tarifa 2, y la potencia coincidente de punta del sistema de distribución.

Esta forma de relacionar la demanda máxima de los clientes y con la demanda máxima de la distribución se debe como vimos a la subaditividad de las potencias.

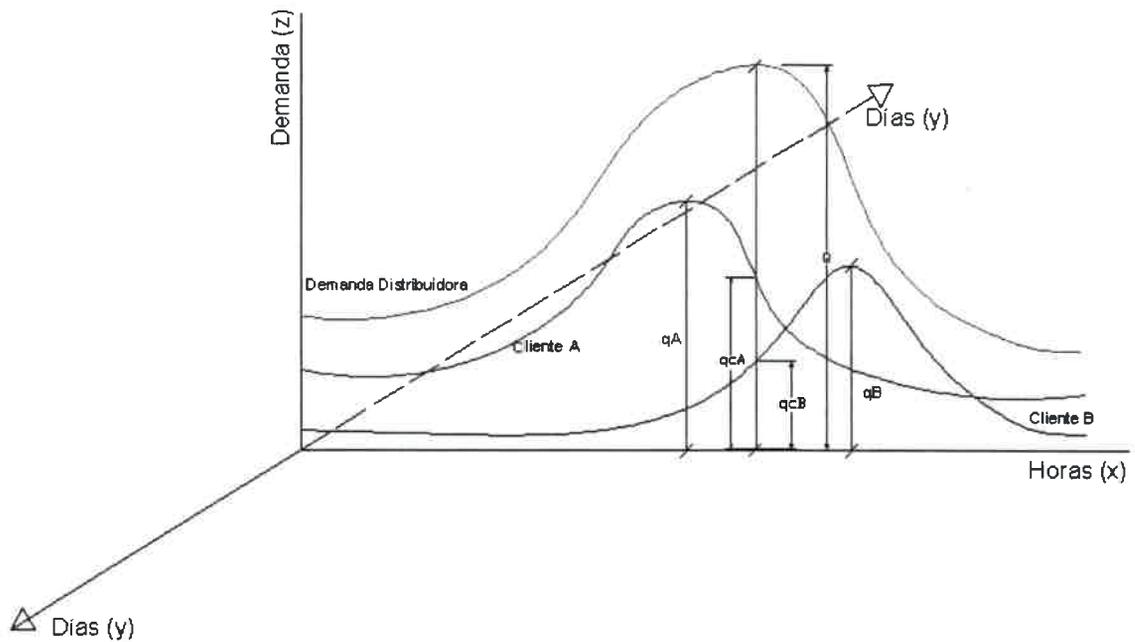


Fig. VII.3 – Demanda del Sistema de Distribución

i) Precios

Los bienes, Potencia y Acceso tienen los siguientes precios.

$$p_1 = \alpha_1 \times f_1 \times p_D + f_1 \times p_P$$

$$p_2 = \alpha_2 \times f_2 \times p_D + f_2 \times p_P$$

$$a = \alpha_3 \times f_3 \times p_D$$

Donde:

p_D = Precio asociado a la distribución

p_P = Precio asociado de potencia coincidente

α = Variables para adecuar precios finales

ii) Beneficio de la distribuidora

El beneficio es el Ingreso menos el costo, con lo cual:

$$B_1 = p_1 \times q_1(p_1) + p_2 \times q_2(p_2) + a \times q_3(p_3) - C_D(f_1 \times q_1(p_1) + f_2 \times q_2(p_2) + f_3 \times q_3(p_3)) - C_{MP}(f_1 \times q_1(p_1) + f_2 \times q_2(p_2))$$

iii) Excedente de los consumidores

Si definimos el área debajo de la curva de demanda de los consumidores hasta el precio de cada uno de los bienes, tenemos:

$$V(q_1, q_2, q_3)$$

El excedente de los consumidores mide el *beneficio* neto total de los consumidores, en su conjunto.

$$B_C = V(q_1(p_1), q_2(p_2), q_3(p_3)) - p_1 \times q_1(p_1) - p_2 \times q_2(p_2) - p_3 \times q_3(p_3)$$

7.3.3 Regulación

El modelo del ente regulador debe entonces maximizar el beneficio social, teniendo en cuenta especialmente la suma de las utilidades del consumidor y de la distribuidora, para ello lo fundamental es la minimización de costos.

En este trabajo se busca maximizar el beneficio social, además se debe hacer hincapié en dar incentivos a la inversión que hagan el sistema sustentable en el tiempo.

Es importante definir entonces cual será la metodología de regulación que se aplicará. Como hemos visto todos los métodos presentados son modelos por incentivos que intentan en definitiva recompensar a la empresa que minimiza costos. Luego de haber analizado las ventajas y desventajas de cada uno de ellos y habiendo analizado el contexto y la idiosincrasia de las empresas que se desenvuelven en el entorno de los mercados eléctricos de baja densidad, se puede considerar al modelo de tarificación por *tasa de retorno* (ROR), como el más adaptable y posible de imponer ya

que tiene las siguientes características, que lo hacen de mayor aplicabilidad en este caso:

- Determinación en forma simple y objetiva de las tarifas, buscando siempre saldar los costos en los que incurre la distribuidora (Precio igual a costo medio).

Determinación sencilla de los costos totales de las empresas. Esta es realmente una ventaja, ya que a las Cooperativas o las empresas que tienen la concesión de las zonas de baja densidad, se les presenta una verdadera complicación a la hora de poder desmenuzar los costos. Con este modelo solo basta con acceder a la contabilidad de las distribuidoras para poder obtenerlos. Es destacable mencionar que una cuestión que afecta el desagregado de los costos se debe a que la gran mayoría son multiactivas⁷⁷ teniendo a su cargo otros servicios públicos, como agua potable, teléfono, gas natural, alumbrado público, con lo cual los subsidios cruzados entre ellos dificultan la división de costos entre una actividad y la otra.

La aplicación del modelo de tasa de retorno (ROR) debe cumplir con tiempos de regulación de varios años, en la búsqueda de que la Distribuidora pueda disminuir sus costos y la aliente a lograr eficiencia en las inversiones, tema arto difícil de lograr en pequeñas empresas cooperativas.

Los otros métodos de regulación por incentivos, si bien incentivan a lograr eficiencia en la asignación de recursos, todos ellos requieren disponer de una gran cantidad de datos y de calidad referente a los costos, además de la dificultad que presenta la diversidad de contextos en los cuales se desenvuelven estas empresas. Por otro lado se necesita también realizar proyecciones certeras a futuro, y definir las funciones de demandas. Ello es muy difícil de lograr en las empresas cooperativas, ya que carecen de información perfectamente optimizada.

Ahora bien una vez definido, la segunda etapa es medir el modelo, en este caso se puede medir su eficiencia en función del beneficio social obtenido y su aplicabilidad practica. Lo complejo de estas dos situaciones planteadas es como se puede ponderar el efecto de cada una a fin de lograr el mejor resultado, en la posible contraposición que se da al considerar ambos.

El beneficio social puede ser descripto por la siguiente ecuación:

⁷⁷R. Fedriani, L. Branda, D. Sesin, E. Ingaramo: Transferencia de Servicios Públicos a Empresas Cooperativas – Intercoop Editora Cooperativa Ltda. – Pag. 39 – 1986.

$$B_S = V(q_1(p_1), q_2(p_2), q_3(p_3)) - C_D(f_1 \times q_1(p_1) + f_2 \times q_2(p_2) - f_3 \times q_3(p_3)) - C_{PM}(f_1 \times q_1(p_1) + f_2 \times q_2(p_2))$$

Ahora bien, el objetivo de maximizar la ecuación anterior se logra a través de la determinación de los precios de distribución p_D y de compra de potencia coincidente p_P . Estos valores fijan el ingreso por cada unidad de potencia coincidente, sin necesidad de distinguir las tarifas. De estos dos precios uno es impuesto a la distribuidora a través de la compra que hace a precio p_P de la potencia en el mercado no regulado (caso argentino) de la generación y por otro lado la fijación de p_D por el método de la tasa de retorno (ROR) analizado con anterioridad.

Para lograr entonces el óptimo social hay que es maximizar la ecuación de beneficio social con la restricción de que la utilidad de la distribuidora sea mayor o igual a cero. En el caso de las distribuidoras, estas tienen costos fijos, que bajo la teoría marginalista no se tendrían en cuenta y no se podrían financiar las inversiones nuevas para mantener en condiciones óptimas el servicio.

También el regulador deberá maximizar el beneficio social diferenciando los precios para los distintos segmentos de clientes.

Teniendo en cuenta todas estas consideraciones se pueden determinar p_D y sus factores de coincidencia f_i ; teniendo en cuenta factores $\alpha_i \neq 1$.

La ecuación a resolver es la siguiente:

$$\text{Max}(\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3) B_S = V(q_1(p_1), q_2(p_2), q_3(p_3)) - C_D(f_1 \times q_1(p_1) + f_2 \times q_2(p_2) - f_3 \times q_3(p_3)) - C_{PM}(f_1 \times q_1(p_1) + f_2 \times q_2(p_2))$$

Sujeta a la restricción siguiente:

$$B_1 = p_1 \times q_1(p_1) + p_2 \times q_2(p_2) + a \times q_3(p_3) - C_D(f_1 \times q_1(p_1) + f_2 \times q_2(p_2) + f_3 \times q_3(p_3)) - C_{MP}(f_1 \times q_1(p_1) + f_2 \times q_2(p_2)) \geq 0$$

a) El método de los multiplicadores de Lagrange

Esta es una técnica que puede utilizarse para maximizar o minimizar una función sujeta a una restricción o más.⁷⁸ El lagrangeano es la función que ha de maximizarse o minimizarse más una variable λ multiplicada por la restricción.

⁷⁸ Pindyck, R. y Rubinfeld, D.: Microeconomía 7ma Edición – 2009 – Pag. 168.

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

Para encontrar los máximos debemos diferenciar el lagrangeano, respecto de los α_1 , α_2 , α_3 que definen los precios $p_1(\alpha_1)$, $p_2(\alpha_2)$, $p_3(\alpha_3)$, para que se satisfaga la restricción.

Con lo cual tenemos que:

$$\begin{aligned}
p_1 - (C_D^Q + c_{PM})f_1 &= \frac{\lambda}{1 + \lambda \eta_1} \frac{p_1}{\eta_1} \\
p_2 - (C_D^Q + c_{PM})f_2 &= \frac{\lambda}{1 + \lambda \eta_2} \frac{p_2}{\eta_2} \\
p_3 - (C_D^Q + c_{PM})f_3 &= \frac{\lambda}{1 + \lambda \eta_3} \frac{p_3}{\eta_3}
\end{aligned}$$

Donde el superíndice Q indica la derivada de primer orden con respecto a esa variable. Estos precios son los que el regulador debe fijar para maximizar el beneficio social. Los precios así obtenidos son mayores al costo marginal por que existen costos fijos que todavía hay que recuperar.



U.N.R.C.
Biblioteca Central



68879

68879

