



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERÍA

# **EL COMERCIALIZADOR COMO AGENTE DE COMPETENCIA EN EL MERCADO ELECTRICO CHILENO**

**CRISTINA LORETO LEMUS MANZUR**

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

Profesor Supervisor:  
**HUGH RUDNICK**

Santiago de Chile, Junio, 2006



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERÍA  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

# **EL COMERCIALIZADOR COMO AGENTE DE COMPETENCIA EN EL MERCADO ELECTRICO CHILENO**

**CRISTINA LORETO LEMUS MANZUR**

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

**HUGH RUDNIK V.**

**RICARDO PAREDES M.**

**RODRIGO PALMA B.**

**JORGE RAMOS G.**

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

Santiago de Chile, Junio, 2006

*A mi mamá por dedicarme su vida y enseñarme que lo más importante es el amor y aquello que no se puede comprar; a mi papá por mostrarme que puedo ser del tamaño de mis sueños; a mis dos hermanas y a Willy por su fiel compañía; al amor de mi vida Carlitos y en especial, a mi Tata que desde el cielo sigue acompañándome.*

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, quiero agradecer enormemente al Profesor Hugh Rudnick por su gran colaboración en el desarrollo de este trabajo, pero sobre todo, por su gran apoyo y confianza. También agradezco la amabilidad y gran disposición del Profesor Ricardo Paredes, quien desinteresada y pacientemente contribuyó a la culminación de esta tesis.

También quisiera agradecer a mis padres por dedicarme sus vidas y haber ayudado desde siempre en mi formación profesional. Además a Paulina, a Rosario y a mi incondicional Willy. Agradezco a todos mis amigos y amigas que de una u otra forma me han apoyado, en especial a Carlitos por sus comentarios y apoyo.

Un reconocimiento especial a Elías (mi *Tata*) que siempre estuvo preocupado por el avance de esta tesis y aunque se fue al cielo sin alcanzar a tenerla entre sus manos, me dejó como herencia su amor por la vida.

Finalmente quisiera dar las gracias a Dios por todo lo que me ha regalado.

## ÍNDICE GENERAL

<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>II</b>
<b>ÍNDICE GENERAL</b> .....	<b>III</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	<b>VI</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>VIII</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>XI</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>XII</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
I.1.    MOTIVACIÓN .....	1
I.1.1.    Objetivos de la tesis.....	2
I.1.2.    Alcance de la tesis .....	2
I.1.3.    Estructura de la tesis.....	3
I.2.    EL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO.....	4
I.2.1.    Actividades en funcionamiento.....	6
I.2.2.    Tipos de usuarios .....	7
I.3.    MODELO ELÉCTRICO CHILENO .....	9
I.3.1.    El modelo Pool.....	9
I.3.2.    El modelo Pool chileno .....	10
I.4.    ASPECTOS REGULATORIOS.....	15
I.4.1.    Legislación vigente.....	15
I.4.2.    Ley 19.940: “La Ley Corta I” .....	16
I.4.3.    Ley 20.018: “La Ley Corta II”.....	18
<b>II. EL COMERCIALIZADOR COMO AGENTE ECONÓMICO</b> .....	<b>21</b>
II.1.    EL COMERCIALIZADOR .....	21
II.1.1.    Definición Económica General .....	21
II.1.2.    Definición Particular para Mercados Eléctricos .....	22
II.1.3.    Comercialización a Nivel Mayorista .....	22
II.1.4.    Comercialización a Nivel Minorista.....	26
II.1.5.    Competencia en Mercado Minorista: El Comercializador Competitivo .....	27
II.1.6.    Los productos y servicios de comercialización .....	35
II.1.7.    Tipos de comercializadores.....	41
<b>III. EL COMERCIALIZADOR Y LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL</b> .....	<b>43</b>
III.1.    CASO COLOMBIA .....	44
III.1.1.    Características Generales .....	44
III.1.2.    Actividades en funcionamiento .....	45
III.1.3.    Agentes del sistema.....	47
III.1.4.    La comercialización en el sistema eléctrico colombiano .....	50
III.2.    CASO ESPAÑA.....	56
III.2.1.    Características Generales .....	56
III.2.2.    Actividades en funcionamiento .....	62
III.2.3.    Agentes del sistema.....	64
III.2.4.    La comercialización en el sistema eléctrico español.....	67
III.3.    CASO BRASIL.....	70

III.3.1.	<i>Características Generales</i> .....	70
III.3.2.	<i>Actividades en funcionamiento</i> .....	76
III.3.3.	<i>Agentes del sistema</i> .....	78
III.3.4.	<i>La comercialización en el sistema eléctrico brasileño</i> .....	82
III.4.	CASO NORUEGA.....	84
III.4.1.	<i>Características Generales</i> .....	84
III.4.2.	<i>Actividades en funcionamiento</i> .....	89
III.4.3.	<i>Agentes del sistema</i> .....	91
III.4.4.	<i>La comercialización en el sistema eléctrico noruego</i> .....	94
III.5.	RESUMEN COMPARATIVO DE CASOS INTERNACIONALES .....	96
<b>IV.</b>	<b>EL COMERCIALIZADOR Y LA COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO</b> .....	<b>98</b>
IV.1.	OPORTUNIDADES DE INCREMENTAR LA COMPETENCIA .....	98
IV.1.1.	<i>Oportunidades de introducción de competencia generadas por Ley Corta I</i> .....	100
IV.1.2.	<i>Oportunidades de introducción de competencia generadas por Ley Corta II</i> .....	101
IV.2.	INTRODUCCIÓN DEL COMERCIALIZADOR COMPETITIVO EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO. ....	105
IV.2.1.	<i>Elementos generales requeridos para la introducción de competencia en todos los sectores de un mercado eléctrico</i> .....	105
IV.2.2.	<i>Limitaciones del mercado chileno para introducir comercialización competitiva minorista de electricidad (Retail Competition)</i> .....	108
IV.2.3.	<i>Elementos para Retail Competition en el sistema eléctrico chileno</i> .....	112
<b>V.</b>	<b>MODELO PROPUESTO Y ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS</b> .....	<b>118</b>
V.1.	INTRODUCCIÓN .....	118
V.1.1.	<i>Objetivo de la modelación</i> .....	120
V.2.	MODELACIÓN MATEMÁTICA .....	121
V.2.1.	<i>Supuestos básicos</i> .....	121
V.2.2.	<i>Modelo de Equilibrio Clásico de Oligopolio de Cournot</i> .....	127
V.2.3.	<i>Desarrollo algebraico del modelo</i> .....	129
V.3.	ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS PARTICULARES PARA CHILE .....	145
V.3.1.	<i>Estimación de número de agentes involucrados</i> .....	145
V.3.2.	<i>Estimación de b</i> .....	147
V.3.3.	<i>Estimación de A</i> .....	149
V.3.4.	<i>Estimación de la función de costos</i> .....	151
V.3.5.	<i>Estimación de <math>Var(p) = \sigma^2</math></i> .....	156
V.3.6.	<i>Estimación de aversión al riesgo</i> .....	160
<b>VI.</b>	<b>VALIDACIÓN DEL MODELO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS</b> .....	<b>166</b>
VI.1.1.	<i>Simulación y resultados de estudio de Green: Caso de Inglaterra y Gales</i> .....	166
VI.1.2.	<i>Resultados modelo con parque generador de tres firmas con parámetros de Green [Green02].</i> 169	
VI.2.	MODELACIÓN PARA CASO MERCADO ELÉCTRICO CHILENO. ....	171
VI.2.1.	<i>Influencia de la varianza en los precios mayoristas</i> .....	172
VI.2.2.	<i>Comportamiento del precio de mercado de corto plazo (p)</i> .....	174
VI.2.3.	<i>Comportamiento del precio forward (f)</i> .....	179
VI.2.4.	<i>Comparación de precio promedio de mercados mayoristas comercialización monopólica regulada y competitiva, ceteris paribus.</i> .....	186
VI.3.	DISCUSIÓN DEL ANÁLISIS DE GREEN Y NUEVO ANÁLISIS.....	191
VI.3.1.	<i>Incorporación del manejo de demanda</i> .....	193
VI.4.	CONCLUSIONES.....	206

<b>VII. CONCLUSIONES .....</b>	<b>208</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>213</b>
<b>ANEXO 1: PRINCIPALES AGENTES PRESENTES EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO.....</b>	<b>221</b>
<b>ANEXO 2: LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO .....</b>	<b>226</b>
<b>ANEXO 3: LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.....</b>	<b>228</b>
<b>ANEXO 4: LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO BRASILEÑO .....</b>	<b>231</b>
<b>ANEXO 5: LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NORUEGO.....</b>	<b>237</b>
<b>ANEXO 6: RESULTADO MODELACIÓN PRECIOS DE CORTO PLAZO.....</b>	<b>240</b>
<b>ANEXO 7: RESULTADO MODELACIÓN DE PRECIOS DE LARGO PLAZO .....</b>	<b>245</b>
<b>ANEXO 8: RESULTADO MODELACIÓN DE PROMEDIO PONDERADO DE PRECIOS DE MERCADOS MAYORISTAS .....</b>	<b>250</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA III-1: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO EMPRESAS DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA COLOMBIANO. ....	51
TABLA III-2: NIVELES DE TENSIÓN DE SUMINISTRO. ....	53
TABLA III-3: MATRIZ DE FUENTES DE ELECTRICIDAD DE ESPAÑA, ELABORACIÓN PROPIA. ....	56
TABLA III-4: VARIACIÓN DEL LÍMITE PARA DEFINIR CLIENTES CUALIFICADOS. ....	61
TABLA III-5: PLAN DE FOMENTO PARA EL AÑO 2010. ....	68
TABLA III-6: PRECIOS PARA ENERGÍAS RENOVABLES ESTABLECIDAS PARA EL AÑO 2005. ....	69
TABLA III-7: CUADRO RESUMEN COMPARATIVO DE CASOS INTERNACIONALES. ....	97
TABLA V-1: MONOPOLIOS DE DISTRIBUCIÓN QUE OPERAN EN SECTORES DEL SIC CENTRAL. ....	146
TABLA V-2: ELASTICIDAD DE LA DEMANDA RESPECTO AL PRECIO SEGÚN LAPROS DE TIEMPO. ....	148
TABLA V-3: VALORES DEL PARÁMETRO B EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. ....	149
TABLA V-4: VALORES ESTIMADOS DEL PARÁMETRO A, SEGÚN ELASTICIDAD. ....	151
TABLA V-5: PRODUCCIÓN ANUAL PROMEDIO ENDESA (PERÍODO 2000-2004) Y TIPO DE CENTRAL. ....	153
TABLA V-6: PRODUCCIÓN ANUAL PROMEDIO AES GENER (PERÍODO 2000-2004) Y TIPO DE CENTRAL. ....	153
TABLA V-7: PRODUCCIÓN ANUAL PROMEDIO COLBÚN (PERÍODO 2000-2004) Y TIPO DE CENTRAL. ....	154
TABLA V-8: CENTRALES DE ENDESA Y RESPECTIVOS CMG PROMEDIO EN PERÍODO 2000 A 2004. ....	154
TABLA V-9: CENTRALES DE AES GENER Y RESPECTIVOS CMG PROMEDIO EN PERÍODO 2000 A 2004. ....	155
TABLA V-10: CENTRALES DE COLBUN Y RESPECTIVOS CMG PROMEDIO EN PERÍODO 2000 A 2004. ....	155
TABLA V-11: VALORES ESTIMADOS DE CMG POR EMPRESA. ....	156
TABLA V-12: PROMEDIO, VARIANZA Y VALOR MÁXIMO ANUAL DEL PRECIO <i>SPOT</i> ESPERADO, CONSIDERANDO TODAS LAS BARRAS DEL SIC CENTRAL, PERÍODO 2005 A 2010. ....	157
TABLA V-13: PROMEDIO, VARIANZA Y VALOR MÁXIMO ANUAL DEL PRECIO <i>SPOT</i> ESPERADO PARA LA BARRA ALTO JAHUEL 220 kV, PERÍODO 2005 A 2010. ....	158
TABLA V-14: PROMEDIO, VARIANZA Y VALOR MÁXIMO DEL PRECIO <i>SPOT</i> ESPERADO PARA LA BARRA ALTO JAHUEL 220 kV PARA ÉPOCA ALTA (ENERO A JUNIO), PERÍODO 2005 A 2010. ....	159
TABLA V-15: PROMEDIO, VARIANZA Y VALOR MÁXIMO DEL PRECIO <i>SPOT</i> ESPERADO PARA LA BARRA ALTO JAHUEL 220 kV PARA ÉPOCA BAJA (JULIO A DICIEMBRE), PERÍODO 2005 A 2010. ....	160
TABLA V-16: VARIANZA DEL PRECIO <i>SPOT</i> ESPERADO, SEGÚN PERÍODO CONSIDERADO. ....	160
TABLA V-17: VALORES DE $\lambda$ (GRADO DE AVERSIÓN AL RIESGO) SEGÚN VALORES ELEGIDOS DE A. ....	164
TABLA VI-1: PARÁMETROS DEL SISTEMA ELÉCTRICO INGLÉS, SEGÚN MODELACIÓN DE GREEN [GREEN02]... ..	167
TABLA VI-2: NIVELES DE AVERSIÓN AL RIESGO EN MERCADO ELÉCTRICO INGLÉS. ....	167
TABLA VI-3: PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE MERCADOS MAYORISTAS PARA CASOS DE MONOPOLIO Y COMPETENCIA EN COMERCIALIZACIÓN MINORISTA, PARA PARQUE GENERADOR INGLÉS DE DOS Y TRES FIRMAS COMPETITIVAS. ....	171



TABLA VI-4: REFERENCIAS PARA VALORES DE ELASTICIDAD .....	172
TABLA VI-5: PRECIO PROMEDIO PONDERADO MERCADO MAYORISTA EN EL CORTO PLAZO BAJO DISTINTOS ESCENARIOS DE $\sigma^2$ , SEGÚN TIPO DE COMERCIALIZACIÓN. ....	173
TABLA VI-6: PORCENTAJE DE DISMINUCIÓN $P$ DE MEDIANO (ELASTICIDAD MEDIA) Y LARGO PLAZO (ELASTICIDAD ALTA) RESPECTO AL CORTO PLAZO (ELASTICIDAD BAJA). CASO COMERCIALIZACIÓN INTEGRADA A DISTRIBUCIÓN MONOPÓLICA. ....	176
TABLA VI-7: PORCENTAJE DE DISMINUCIÓN DEL PRECIO <i>SPOT</i> DE MEDIANO (ELASTICIDAD MEDIA) Y LARGO PLAZO (ELASTICIDAD ALTA) RESPECTO AL CORTO PLAZO (ELASTICIDAD BAJA). CASO COMERCIALIZACIÓN COMPETITIVA. ....	178
TABLA VI-8: PORCENTAJE DE DISMINUCIÓN DEL PRECIO <i>FORWARD</i> DE MEDIANO (ELASTICIDAD MEDIA) Y LARGO PLAZO (ELASTICIDAD ALTA) RESPECTO AL CORTO PLAZO (ELASTICIDAD BAJA). CASO COMERCIALIZACIÓN INTEGRADA A DISTRIBUCIÓN MONOPÓLICA. ....	182
TABLA VI-9: PORCENTAJE DE DISMINUCIÓN DEL PRECIO <i>FORWARD</i> DE MEDIANO (ELASTICIDAD MEDIA) Y LARGO PLAZO (ELASTICIDAD ALTA) RESPECTO AL CORTO PLAZO (ELASTICIDAD BAJA). CASO COMERCIALIZACIÓN COMPETITIVA. ....	183
TABLA VI-10: VALORES DE PROMEDIO PONDERADO DE PRECIOS DE MERCADO MAYORISTAS, PARA VALORES MÁXIMOS Y MÍNIMOS DE AVERSIÓN AL RIESGO, SEGÚN TIPO DE ELASTICIDAD.....	191
TABLA VI-11: DIFERENCIA % DE PROMEDIO PONDERADO DE LOS PRECIOS DE MERCADOS MAYORISTAS DE ESQUEMAS DE COMERCIALIZACIÓN MONOPÓLICA REGULADA VS. COMPETITIVA. ....	198
TABLA VI-12: COMPARACIÓN EQUILIBRIOS DE MERCADO CON Y SIN CONTRATOS DE SEGURIDAD. ....	206

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA I-1: ESQUEMA DEL MODELO POOL CLÁSICO.....	10
FIGURA I-2: MODELO <i>POOL</i> CHILENO.....	11
FIGURA II-1: ACTIVIDADES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS MONOPÓLICOS Y COMPETITIVOS.....	30
FIGURA III-1: ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	48
FIGURA III-2: ESTRUCTURA BÁSICA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA ESPAÑOL.....	58
FIGURA III-3: ESTRUCTURA MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	64
FIGURA III-4: ESQUEMAS FÍSICO Y COMERCIAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO BRASILEÑO.....	79
FIGURA III-5: ESTRUCTURA <i>NORD POOL</i> .....	86
FIGURA III-6: ESTRUCTURA FÍSICA Y COMERCIAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NORUEGO.....	91
FIGURA IV-1: ESQUEMA SIMPLIFICADO DE LA LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO.....	116
FIGURA V-1: REPRESENTACIÓN SIMPLE DE DOS TIPOS DE COMERCIALIZACIÓN MINORISTA DE ENERGÍA.....	119
FIGURA V-2: ETAPAS QUE INFLUYEN SOBRE EL PRECIO FINAL DE LA ENERGÍA.....	120
FIGURA V-3: PRINCIPALES PARÁMETROS DE CURVA INVERSA DE DEMANDA UTILIZADA EN MODELO.....	147
FIGURA V-4: EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL PROMEDIO MENSUAL ESPERADO EN LA BARRA ALTO JAHUEL, AÑO 2005.....	159
FIGURA VI-1: EVOLUCIÓN PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE MERCADOS MAYORISTAS SEGÚN AVERSIÓN AL RIESGO DEL INVERSIONISTA EN COMERCIALIZACIÓN EN MONOPOLIO REGULADO Y EN COMPETENCIA, CASO DUOPOLIO INGLÉS.....	168
FIGURA VI-2: PRECIO MAYORISTA PROMEDIO SEGÚN GRADO DE AVERSIÓN AL RIESGO, SIMULANDO CASO INGLATERRA Y GALES CON SEGMENTO GENERACIÓN DE TRES FIRMAS.....	170
FIGURA VI-3: PRECIO PROMEDIO MERCADO MAYORISTA EN EL CORTO PLAZO BAJO DISTINTOS ESCENARIOS DE VARIANZA DEL PRECIO <i>SPOT</i> ( $\sigma^2$ ), SEGÚN TIPO DE COMERCIALIZACIÓN.....	173
FIGURA VI-4: VARIACIÓN DE <i>P</i> EN EL TIEMPO, PARA BAJO GRADO DE AVERSIÓN AL RIESGO.....	174
FIGURA VI-5: VARIACIÓN DE <i>P</i> EN EL TIEMPO, PARA ALTO GRADO DE AVERSIÓN AL RIESGO.....	175
FIGURA VI-6: EVOLUCIÓN ESPERADA DEL PRECIO DE MERCADO DE CORTO PLAZO SEGÚN GRADO DE AVERSIÓN AL RIESGO, CASO COMERCIALIZACIÓN INTEGRADA A DISTRIBUCIÓN MONOPÓLICA.....	176
FIGURA VI-7: EVOLUCIÓN ESPERADA DEL PRECIO DE MERCADO DE CORTO PLAZO RESPECTO DE GRADO DE AVERSIÓN AL RIESGO, CASO COMERCIALIZACIÓN COMPETITIVA.....	177
FIGURA VI-8: COMPARACIÓN ENTRE PRECIOS DE MERCADO DE CORTO PLAZO ( <i>P</i> ) BAJO ESQUEMA DE COMERCIALIZACIÓN MONOPÓLICA Y COMPETITIVA PARA ELASTICIDAD BAJA, MEDIA Y ALTA.....	179
FIGURA VI-9: VARIACIÓN DE <i>F</i> EN EL TIEMPO, PARA BAJO GRADO DE AVERSIÓN AL RIESGO.....	180
FIGURA VI-10: VARIACIÓN DE <i>F</i> EN EL TIEMPO, PARA ALTO GRADO DE AVERSIÓN AL RIESGO.....	180

FIGURA VI-11: EVOLUCIÓN ESPERADA DEL PRECIO DE MERCADO DE LARGO PLAZO SEGÚN GRADO DE AVERSIÓN AL RIESGO, CASO COMERCIALIZACIÓN INTEGRADA A DISTRIBUCIÓN MONOPÓLICA. ....	182
FIGURA VI-12: EVOLUCIÓN ESPERADA DEL PRECIO DE MERCADO DE LARGO PLAZO RESPECTO DE GRADO DE AVERSIÓN AL RIESGO, CASO COMERCIALIZACIÓN MINORISTA COMPETITIVA. ....	183
FIGURA VI-13: COMPARACIÓN ENTRE PRECIOS DE MERCADO DE LARGO PLAZO BAJO ESQUEMA DE COMERCIALIZACIÓN MONOPÓLICA Y COMPETITIVA PARA ELASTICIDAD BAJA, MEDIA Y ALTA. ....	184
FIGURA VI-14: COMPARACIÓN ENTRE PRECIOS DE MERCADO DE LARGO PLAZO ( $F$ ) BAJO ESQUEMA DE COMERCIALIZACIÓN MONOPÓLICA Y COMPETITIVA PARA ELASTICIDAD BAJA, MEDIA Y ALTA. ....	186
FIGURA VI-15: VARIACIÓN DE PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE MERCADOS MAYORISTAS EN EL TIEMPO, PARA BAJO GRADO DE AVERSIÓN AL RIESGO. ....	187
FIGURA VI-16: VARIACIÓN DE PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE MERCADOS MAYORISTAS EN EL TIEMPO, PARA ALTO GRADO DE AVERSIÓN AL RIESGO. ....	187
FIGURA VI-17: EVOLUCIÓN ESPERADA DEL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE MERCADOS MAYORISTAS SEGÚN GRADO DE AVERSIÓN AL RIESGO, CASO COMERCIALIZACIÓN INTEGRADA A LA DISTRIBUCIÓN MONOPÓLICA. ....	188
FIGURA VI-18: EVOLUCIÓN ESPERADA PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE MERCADOS MAYORISTAS SEGÚN GRADO DE AVERSIÓN AL RIESGO, CASO COMERCIALIZACIÓN COMPETITIVA. ....	189
FIGURA VI-19: COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS PROMEDIOS PONDERADOS DE LOS MERCADOS MAYORISTAS BAJO ESQUEMA DE COMERCIALIZACIÓN MONOPÓLICA Y COMPETITIVA PARA ELASTICIDAD BAJA, MEDIA Y ALTA. ....	190
FIGURA VI-20: COMPARACIÓN DE PRECIO $P$ ENTRE COMERCIALIZACIÓN EN MONOPOLIO REGULADO ( <b>ELASTICIDAD BAJA</b> ) Y COMERCIALIZACIÓN COMPETITIVA ( <b>ELASTICIDAD BAJA, MEDIA Y ALTA</b> ) ...	194
FIGURA VI-21: COMPARACIÓN DE PRECIO $F$ ENTRE COMERCIALIZACIÓN EN MONOPOLIO REGULADO ( <b>ELASTICIDAD BAJA</b> ) Y COMERCIALIZACIÓN COMPETITIVA ( <b>ELASTICIDAD BAJA, MEDIA Y ALTA</b> ) ...	195
FIGURA VI-22: COMPARACIÓN DE PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE MERCADOS MAYORISTAS ENTRE COMERCIALIZACIÓN EN MONOPOLIO REGULADO ( <b>ELASTICIDAD BAJA</b> ) Y COMERCIALIZACIÓN COMPETITIVA ( <b>ELASTICIDAD BAJA</b> ). ....	196
FIGURA VI-23: COMPARACIÓN DE PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE MERCADOS MAYORISTAS ENTRE COMERCIALIZACIÓN EN MONOPOLIO REGULADO ( <b>ELASTICIDAD BAJA</b> ) Y COMERCIALIZACIÓN COMPETITIVA ( <b>ELASTICIDAD ALTA</b> ). ....	197
FIGURA VI-24: EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS PROMEDIO PONDERADO DE MERCADOS MAYORISTAS DEL CASO COMERCIALIZACIÓN COMPETITIVA SEGÚN ELASTICIDAD RESPECTO DE COMERCIALIZACIÓN MONOPÓLICA REGULADA DE CORTO PLAZO (DE ELASTICIDAD BAJA). ....	198
FIGURA VI-25: CURVAS DE DEMANDAS CALCULADAS CON DISTINTOS NIVELES DE ELASTICIDAD. ....	199
FIGURA VI-26: COSTO DE ASEGURAR SUMINISTRO RESPECTO DE CURVA DE DEMANDA. ....	200

FIGURA VI-27: CURVA DE DEMANDA (ARRIBA) Y VALOR DE CONTRATAR SEGURIDAD (ABAJO). .....	202
FIGURA VI-28: CAMBIO EN CURVA DE DEMANDA PROVOCADO POR CONTRATOS DE SUMINISTRO. ....	203
FIGURA VI-29: CAMBIO EN LA CURVA DE DEMANDA SI QUIENES RECIBEN ENERGÍA PAGAN SOBREPRECIO.....	203
FIGURA VI-30: CAMBIO EN LA CURVA DE DEMANDA, SI EXISTEN BONOS POR DEJAR RECIBIR ENERGÍA. ....	204
FIGURA VI-31: PUNTOS RELEVANTES PARA ESTIMACIÓN DE EQUILIBRIO EN NUEVA CURVA DE DEMANDA.....	205
FIGURA VI-32: COMPARACIÓN CURVAS DE DEMANDA CON Y SIN CONTRATOS DE SEGURIDAD.....	206

## RESUMEN

La presente Tesis: “El Comercializador como Agente de Competencia en el Mercado Eléctrico Chileno”, tiene como objetivo principal evaluar, cualitativa y cuantitativamente, la conveniencia de introducir la comercialización competitiva de energía eléctrica en Chile y las condiciones que deben cumplirse para ello. Comercialización de electricidad es toda actividad de compra y venta (o suministro) de energía, tanto a nivel mayorista como minorista, separada de la actividad de distribución.

Existe bastante experiencia internacional sobre comercialización eléctrica. Colombia, España, Brasil y Noruega poseen comercialización con distintos niveles de liberalización de mercado, variados productos y servicios (físicos y financieros) asociados a la energía. En Chile, la comercialización a nivel minorista no está permitida, sin embargo, la Ley 20.018 introduce incentivos al ahorro energético permitiendo la interacción entre generadores y clientes regulados, dando oportunidad para introducir al comercializador.

Para estimar algunos efectos que la comercialización competitiva produciría en el mercado chileno, se desarrolla un modelo basado en teoría de juego de *Cournot*. Con supuestos aceptables, el modelo permite comparar precios mayoristas del mercado en el caso actual de distribución monopólica regulada con los precios de comercialización competitiva. A partir del análisis, de la discusión de resultados y de la consideración de la influencia de la elasticidad de la demanda, se deduce que es posible obtener precios mayoristas menores (alrededor de 6% menos) que la comercialización monopólica regulada tradicional si el comercializador fuese capaz de cambiar eficientemente el comportamiento demanda (e.g. mediante opciones de contratos). La tesis plantea añadir al modelo otros costos a nivel minorista y estimar los costos de *switching* como trabajo futuro.

Por último, la tesis concluye que, bajo las condiciones planteadas, Chile estaría preparado para introducir la figura del comercializador competitivo en el mercado eléctrico nacional.

## ABSTRACT

The present thesis: "The Marketer like Agent of Competition in the Chilean Electrical Market", has as primary target to evaluate, qualitatively and quantitatively, the convenience of introduction of the competitive commercialization (trade) of electrical energy in Chile and the conditions that must be fulfilled for it. The trade of electricity is all activity of purchase and sale (or provision) of energy, as much at wholesale as retail level, separated from of the distribution activity.

There exists enough international experience on electricity trade. Colombia, Spain, Brazil and Norway have electricity trade with different levels from liberalization of market, varied products and services (physical and financial) associated to the energy. In Chile, the retail competition is not allowed, nevertheless, Law 20,018 introduces incentives to energy saving that allow interaction between generators and regulated clients, which gives opportunity to introduce the trader.

To consider some effects that the trade would produce in the electrical chilean market, a model based on *Cournot* game theory is developed. With acceptable assumptions, the model allows to compare the wholesale prices in the case of monopolistic and regulated distribution with the prices of competitive trade. From the analysis, the discussion of results and the consideration of the influence of the demand's elasticity, we deduced that it is possible to obtain wholesale prices smaller (around 6% less) than the traditional regulated monopolistic and regulated distribution, if the trader were able to change the demand efficiently (e.g by means of contract options). The thesis proposes to add other costs at retail level to the model and to consider costs of switching, like future work.

Finally, the thesis concludes that, under the conditions proposed, Chile would be prepared to introduce the figure of the competitive trader in the national electrical market.

## I. INTRODUCCIÓN

### I.1. Motivación

El presente documento constituye el informe de Tesis de Magíster realizado bajo el nombre de “El Comercializador como Agente de Competencia en el Mercado Eléctrico Chileno”. La Tesis tiene como fin último realizar una contribución al sector energético chileno mediante el análisis de las oportunidades de desarrollo de la función comercializadora en el mercado eléctrico. El análisis se basa en el estudio de la realidad chilena y sus limitaciones para permitir la libre competencia en comercialización, en la experiencia internacional y en la aplicación de los conceptos de libre competencia en el segmento de distribución en el mercado chileno.

En los sistemas eléctricos es posible reconocer cuatro funciones primarias:

- *Generación*: producción de electricidad utilizando diferentes tecnologías;
- *Transmisión*: transporte de la electricidad a través de una red de alambres, transformadores y subestaciones para llevarla desde los centros de generación a los de distribución;
- *Distribución*: transporte de electricidad a través de cables y transformadores para voltajes relativamente bajos para llegar hasta el consumidor y,
- *Comercialización*: compra y venta de energía, servicios comerciales para proveer energía y de medición y facturación.

En Chile se reconocen sólo tres actividades diferenciadas en el sector eléctrico: generación, transmisión y distribución. La comercialización es una actividad integrada a la generación en el mercado mayorista y a la distribución en el mercado minorista, siendo esta última una actividad monopólica. Casos internacionales muestran que la comercialización competitiva puede ser una opción

económicamente eficiente, por lo que resulta interesante visualizar qué pasaría en el sector eléctrico chileno si se permite la existencia de agentes comercializadores competitivos en el sector.

#### I.1.1. Objetivos de la tesis

La Tesis pretende contribuir a evaluar cualitativa y cuantitativamente la conveniencia de la introducción de la comercialización competitiva de energía eléctrica en Chile y las condiciones que deben cumplirse para ello.

Los objetivos específicos que persigue el desarrollo de esta tesis son:

- Exponer el estado actual del mercado eléctrico chileno considerando la legislación vigente respecto a competencia y regulación.
- Recoger la experiencia internacional para entender el concepto de comercializador y su rol en el mercado eléctrico.
- Entregar un análisis de la función de la comercialización eléctrica en Chile y las limitaciones que existen para el desarrollo de la libre competencia a nivel de consumo.
- Exponer los espacios para el desarrollo del comercializador como agente competitivo dentro del mercado chileno.
- Entregar un modelo que permita estimar los efectos que tendría la introducción competitiva de agentes comercializadores en el sector eléctrico chileno.

#### I.1.2. Alcance de la tesis

A pesar que Chile fue pionero a nivel mundial en cambiar la estructura clásica de los mercados eléctricos, se ha quedado atrás en el tema comercialización competitiva.



La discusión sobre comercialización en electricidad es relativamente reciente en Chile. En el marco de esta investigación, se intenta abarcar los distintos aspectos que puedan ser de interés en relación con temas tales como el estado del arte de la comercialización a nivel teórico y ejemplos reales de su implementación a nivel internacional. Ello, con el fin de obtener herramientas para analizar el mercado chileno, que permitan reconocer limitantes e incentivos para la introducción de la comercialización competitiva.

Complementando lo anterior, se expone un modelo que permite comparar comercialización monopólica con comercialización competitiva. De manera de no complicar la metodología, la modelación contiene simplificaciones en la representación del mercado eléctrico chileno y en las estimaciones en cálculo de parámetros, utilizando sólo información pública disponible. Por ello, los resultados no son de ninguna manera un reflejo exacto de la realidad; sólo buscan entregar una estimación sobre posibles efectos de la introducción del comercializador como agente de competencia en el mercado chileno.

### I.1.3. Estructura de la tesis

La tesis consta de siete capítulos, a través de los cuales se abarcan los objetivos planteados.

En el primer capítulo se realiza la introducción al tema, explicando los objetivos que persigue la tesis y describiendo los aspectos de interés del mercado eléctrico chileno actual.

El capítulo dos presenta al agente comercializador y muestra los aspectos más relevantes de la función comercializadora tanto a nivel mayorista como minorista, con especial énfasis en éste último nivel.

El capítulo tres recoge la experiencia internacional en el desarrollo y avance de la comercialización competitiva en el sector eléctrico, estudiando cuatro casos considerados relevantes.

El capítulo cuatro aborda las limitaciones y los espacios del sector eléctrico chileno para el desarrollo de la comercialización competitiva en distribución, proponiendo los cambios legislativos y regulatorios que permitirían la entrada del agente comercializador competitivo.

En el quinto capítulo se presenta un modelo que analiza el comportamiento de los precios mayoristas del mercado eléctrico chileno, comparando el caso actual de segmento de distribución monopólico regulado con el caso supuesto de comercialización competitiva en suministro. Además estima los parámetros particulares del sistema chileno que aplican a la modelación.

En el sexto capítulo se valida el modelo y se aplica al caso chileno. Se entregan los resultados y el análisis y discusión de los mismos.

En el séptimo y último capítulo se presenta las conclusiones del estudio realizado.

## **I.2. El sistema eléctrico chileno**

El sector eléctrico chileno fue creado a fines del siglo XIX por iniciativa del sector privado. Con el paso del tiempo, el Estado tomó paulatinamente parte activa en el desarrollo del sector, creando la Empresa Nacional de Energía S.A. en 1943. Ya en 1970, el Estado tiene bajo su poder la gran mayoría de las empresas eléctricas del país. Sin embargo, desde 1974 y debido a la crisis política que enfrentó Chile, comienzan a cambiar los lineamientos del sector eléctrico y empieza una

reestructuración del sector hacia la libre competencia y la privatización. En la actualidad el sector eléctrico chileno es desarrollado exclusivamente por empresas de capitales privados y el Estado sólo ejerce funciones de regulación, de fiscalización y de recomendación de inversiones [CNE].

El sistema eléctrico chileno está formado por cuatro sistemas eléctricos independientes entre sí (datos a diciembre de 2003 [CDEC-SIC04]):

- *Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)* cuenta con una capacidad instalada de 3.596 MW, lo que representa el 31,1% de la potencia total instalada en el país. Su parque generador está constituido por un 99,6% de centrales termoeléctricas y un 0,4% de centrales hidroeléctricas. Abastece al 5,7% del total de la población, pero su importancia radica en que permite el desarrollo de la industria de la Gran Minería presente en la zona norte del país.
- *Sistema Interconectado Central (SIC)* es el sistema interconectado más grande del país con una capacidad instalada de 7867,4 MW, lo que representa el 68,04% del total de la potencia instalada del país. El parque generador está constituido por aproximadamente un 40,3% de unidades térmicas y un 59,7% de unidades de generación hidráulica. Este sistema es de vital importancia porque abastece al 92,7% de la población chilena.
- *Sistema de Aysén* es un pequeño sistema de la zona sur del país, cuenta con una capacidad instalada de 33,3 MW, lo que representa el 0,3% del total de la potencia instalada en el país. Cuenta con un parque generador constituido por un 52,9% de unidades de generación hidráulica, un 41,1% de unidades térmicas y un 6% de unidades de generación eólica. Abastece al 0,6% de la población.
- *Sistema de Magallanes* es el sistema más austral del país, cuenta con una capacidad instalada de 65,2 MW, lo que representa el 0,6% del total de la potencia instalada en el país. Su parque generador es netamente térmico y abastece al 1% de la población.

### I.2.1. Actividades en funcionamiento

En el sector eléctrico chileno se distinguen tres actividades bien definidas [DFL1]: generación, transmisión y distribución del suministro eléctrico.

#### a) Generación

El segmento de generación está formado por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad. Este segmento es un mercado abierto y competitivo sin economías de escala, donde los precios (que no son regulados) tienden a reflejar el costo marginal de producción. Además, cada compañía puede decidir la oferta que incorpora al sistema y el nivel de contratación de sus ventas con distintos clientes.

#### b) Transmisión

El sistema de transmisión o transporte de electricidad corresponde al conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior a 23.000 V. Tiene como función el transporte de electricidad desde los puntos de producción (generación) hasta los centros de consumo o distribución. Cada sistema de transmisión se subdivide en:

- *Transmisión Troncal*: conjunto de instalaciones necesarias para abastecer la totalidad de la demanda eléctrica bajo diferentes escenarios de operación.
- *Subtransmisión*: conjunto de instalaciones necesarias para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.
- *Transmisión Adicional*: conjunto de instalaciones necesarias para el abastecimiento de clientes libres y las líneas de inyección de centrales.

Las instalaciones de transmisión son de libre acceso, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre los usuarios. La transmisión es una actividad de servicio público. La empresa transmisora tiene el derecho a cobrar peajes por el uso de la capacidad disponible de sus líneas.

#### c) Distribución

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, lo que significa que:

- Tienen obligación de servicio.
- Tienen sus tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados (cálculo basado en la comparación con una empresa ideal de distribución que opera eficientemente).
- Operan en su zona de concesión sin que exista posibilidad de competencia, dado que son reconocidos como monopolios naturales debido a la existencia de economías de ámbito.

#### I.2.2. Tipos de usuarios

Con relación a los usuarios finales de la energía eléctrica, el marco regulatorio vigente ha establecido la separación de los usuarios en las categorías de Clientes Regulados y de Clientes Libres o No Regulados, según la magnitud de la demanda. [DFL1].

#### a) Clientes Regulados

Los Clientes Regulados son aquellos clientes que reciben un suministro de energía que está sometido a regulación de precios, que corresponde a los usuarios que tienen una potencia conectada igual o inferior a 2 MW dentro de zonas de concesión de distribución o desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica (en sistemas eléctricos de tamaño superiores a 1,5 MW). Sin embargo, los clientes regulados que tienen una potencia conectada superior a 500 kW [DFL1], pueden optar por ser clientes libres.

b) Clientes Libres

Los Clientes Libres son aquellos clientes que pactan libremente un contrato de suministro de energía a precio libre de forma directa con los generadores, sin ser sometidos a ningún tipo de regulación. Son clientes libres (obligatoriamente) todos aquellos usuarios con una potencia conectada mayor a 2 MW.

La legislación vigente permite también a ciertos usuarios tener la opción de optar por seguir siendo clientes regulados o transformarse en clientes libres. Entran en esta categoría:

- Los clientes regulados con potencia conectada entre 500 kW y 2 MW. [Ley19.940]
- Cuando se trate de contratos de servicio por menos de doce meses.
- Cuando se trate de calidades especiales de servicio.
- Si el producto de la potencia conectada del usuario, medida en MW, y de la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación primaria más cercana, medida en km, a lo largo de las líneas eléctricas, es superior a 20 MW/km.

### **I.3. Modelo eléctrico chileno**

En los mercados eléctricos existen dos maneras básicas para realizar contratos comerciales entre compradores y vendedores: trato directo (un comprador y un vendedor realizan contratos bilaterales físicos) o mediante un intermediario y/o *Pool* (los oferentes venden con la coordinación centralizada de un intermediario). Estos tipos de contratos comerciales por lo general se superponen en un mercado real, pero el mercado queda definido por el tipo de contrato de mayor relevancia [Stoft02].

En Chile, la organización y funcionamiento del sistema eléctrico sigue las bases de un modelo centralizado tipo *Pool* modificado. Las variaciones se deben principalmente a los agentes participantes y a los cambios legislativos.

#### **I.3.1. El modelo *Pool***

El modelo *Pool* clásico [Stoft02] es un modelo que permite organizar la programación de despacho de electricidad de las estaciones de generación en cada día y sus respectivos pagos. Este modelo fue diseñado para ordenar el mercado, asegurando el abastecimiento de la demanda y permitiendo la competencia entre los generadores conectados a la misma red eléctrica. Un esquema simplificado [Flores03] se muestra en la Figura I-1.

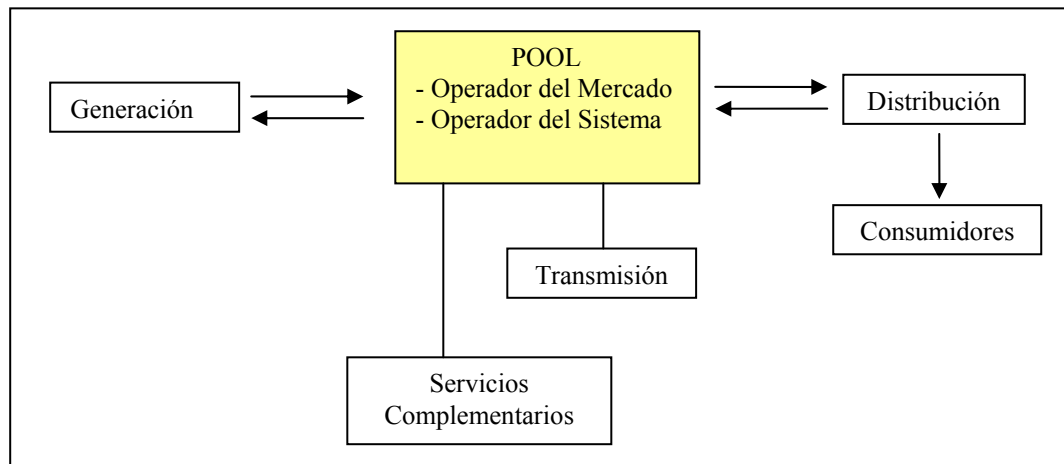


Figura I-1: Esquema del Modelo Pool Clásico.

Según *Einhorn* [Einhorn95], el modelo *Pool* consiste en que cada generador debe enviar ofertas múltiples (precios e información técnica) para que un coordinador central o *Pool* encuentre el despacho por orden de mérito que minimice el costo total de generación. Es decir, el *Pool* hace un *ranking* ordenando de los generadores por precio, usando la información que los generadores ofertan y con ello, selecciona las plantas más económicas, considerando las restricciones técnicas de operación. Bajo condiciones normales de operación, los generadores reciben como pago el precio marginal del sistema, el cual es el precio más alto de las ofertas aceptadas por el *Pool*.

### I.3.2. El modelo *Pool* chileno

En términos generales, el modelo *Pool* chileno tiene un organismo central de despacho denominado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). El CDEC coordina los despachos de energía realizando una programación por orden de mérito de las centrales que están conectadas a cada sistema interconectado, de modo de abastecer la demanda tanto de los consumidores con precios regulados como de los consumidores libres con precios pactados vía contratos con los generadores.



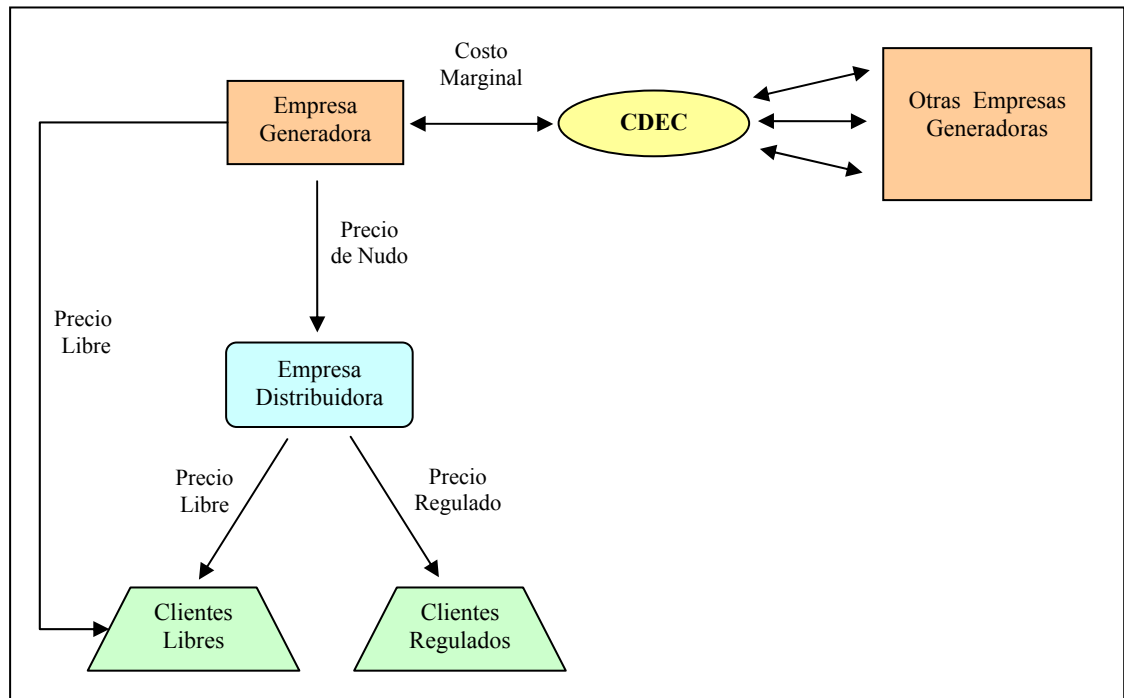


Figura I-2: Modelo *Pool* Chileno.

Tal como se observa en la Figura I-2, existen varios tipos de precios al que puede ser transada la energía eléctrica, dependiendo de quiénes sean los agentes involucrados en la transacción.

Se reconocen tres mercados donde se transa la producción de electricidad: el mercado *Spot*, el mercado de los clientes libres y el mercado de distribución [DFL1].

a) Mercado *Spot*

Al mercado *Spot* que pertenecen todas las empresas generadoras que operan en sincronismo con el sistema. Cuentan con un CDEC como organismo coordinador del despacho físico de energía.

En este mercado todas las transacciones son efectuadas a un precio, cuya forma de calcularlo es definido por la ley. Las empresas generadoras tienen derecho a vender la energía que evacúan al sistema al costo marginal instantáneo (precio *Spot*), así como sus excedentes de potencia a precio de nudo de la potencia.

i) Transferencias de energía y potencia entre generadores

La legislación vigente establece que las empresas generadoras que operan en sincronismo con el sistema eléctrico pueden ofrecer sus excedentes de energía y potencia a otras empresas generadoras, para que estas últimas puedan cumplir con sus obligaciones.

Las transferencias de energía serán valorizadas de acuerdo con los costos marginales instantáneos del respectivo sistema eléctrico, calculados por el CDEC.

Por su parte, las transferencias de potencia serán valorizadas al precio de nudo de la potencia. Estas transferencias deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la seguridad del sistema y los compromisos de demanda de punta del sistema.

b) Mercado de clientes libres

En este mercado, los clientes libres efectúan una valorización de la electricidad por medio de negociación directa con los productores de electricidad, es decir sin regulación. Los acuerdos quedan estipulados en contratos comerciales.

Cabe señalar que en este mercado las empresas generadoras y distribuidoras operan como comercializadoras (ejercen funciones de servicios de venta), ya que

pueden realizar la negociación de la energía con los clientes libres a un precio libre, acordado por ambas partes.

c) Mercado de distribución

El mercado de distribución lo constituyen los clientes regulados y las respectivas empresas concesionadas de distribución. Su operación está regulada y restringida a las áreas de concesión con tarifas fijadas por la autoridad cada cuatro años, en base a los costos medios de una empresa ideal o modelo. El precio de venta de electricidad a clientes regulados está estipulado como el precio de nudo de la barra de retiro respectiva más el Valor Agregado de Distribución (VAD).

i) Precios de nudo

Los precios de nudo corresponden a los precios a nivel de generación-transporte y son definidos para todas las subestaciones desde las cuales se efectúe el suministro. Poseen dos componentes: el precio de la energía y el precio de la potencia de punta.

Con el propósito de estabilizar el precio de la energía, éste se computa cada seis meses como un promedio de los costos marginales esperados en los próximos 4 a 8 semestres (en el SING se consideran sólo cuatro semestres por ser un sistema netamente térmico). Para ello se consideran proyecciones de la demanda y del precio del combustible usado por las plantas térmicas, el nivel de reservas de agua en los embalses, las plantas en construcción y el plan expansión de la generación desarrollado por la Comisión Nacional de Energía. Los costos marginales futuros dependen de la hidrología esperada en un horizonte de los próximos cuatro años [Serra02]. Para acercar los precios de nudo a la realidad, finalmente se ajustan a una banda definida por el promedio de los precios libres.

Las empresas distribuidoras deben abastecer la demanda de los clientes regulados y deben permitir el abastecimiento no discriminatorio de la demanda de los clientes libres con contratos ubicados dentro de la zona de concesión de distribución.

Las empresas de generación pueden realizar contratos con empresas distribuidoras. Como la distribución de electricidad en Chile es un monopolio regulado, el precio de venta no es de libre acuerdo, sino que deben realizarse al precio de nudo respectivo.

La legislación vigente [Ley20.018], obliga a las empresas distribuidoras a contar con contratos con empresas generadoras que les asegure el abastecimiento total de la demanda de los consumidores regulados, en un horizonte de al menos tres años.

#### ii) Competencia en segmento de distribución

En el mercado de distribución regulado, las empresas concesionadas de distribución ostentan un monopolio permitido por la legislación bajo el argumento de las economías de ámbito que es posible detectar en todo sistema distribución.

Sin embargo, dados los beneficios que introduce la competencia en los mercados y debido a que la actividad de distribución incluye aspectos comerciales, la legislación introduce eficiencia ficticia entre las distribuidoras a través de la fijación de las tarifas reguladas sobre la comparación de costos con una empresa ideal o modelo [Rudnick98].

Es claro que para el sector eléctrico de un país es conveniente, en una determinada zona geográfica, tener sólo una empresa propietaria de las

instalaciones de distribución por donde se distribuya electricidad, de modo de evitar que cada compañía decida poner sus propias instalaciones. Sin embargo, actualmente en el sector distribución como la integración vertical entre distribución y comercialización es evidente (el dueño de los alambres es el mismo que vende la energía a los clientes regulados) queda cerrado el paso para que comercializadores puedan aprovechar los alambres para poder ofrecer energía los consumidores, aplastándose así toda competencia real en ese segmento del sector eléctrico.

#### **I.4. Aspectos regulatorios**

Los más recientes cambios a la legislación que rige el mercado eléctrico chileno, tales como la tarificación de los sistemas de transporte, licitaciones para suministro e incentivos al ahorro (que permiten negociación directa entre generadores y consumidores regulados), han abierto nuevos desafíos a los agentes participantes y generado espacios que permitiría la introducción de un agente negociador, abriendo la opción de la función de comercialización como actividad independiente. Es por ello que a continuación se detallan el contexto y los principales aspectos de la legislación vigente.

##### **I.4.1. Legislación vigente**

En Chile, todas las actividades relacionadas con la producción, el transporte, la distribución, el régimen de concesiones y las tarifas de electricidad están reguladas por la Ley General de Servicios Eléctricos del año 1981 (DFL1/81) [DFL1].

Las modificaciones más significativas a la regulación vigente han sido:

- DFL 1/1982 del Ministerio de Minería: definió conceptos básicos del mercado eléctrico.

- DS 119/1989: estableció reglamento de sanciones en materia de electricidad y combustibles.
- DS 327/97 y DS 158/03: cambios al transporte de electricidad con nuevas metodologías para el cálculo de peajes.
- Ley 19.613 (Junio/1999): nuevas definiciones sobre calidad de servicio y racionamiento (Art. 99 bis).
- Ley 19.940 (Marzo/2004).
- Ley 20.018 (Mayo/2005).

El DFL1 actual trata de establecer un marco regulatorio adecuado, cuyos objetivos son:

- Promover el buen funcionamiento del sector eléctrico, permitiendo competencia en los segmentos donde esta sea posible.
- Asegurar condiciones de igualdad y no-discriminación en el sector eléctrico.
- Regulación de monopolios naturales (distribución y transmisión).
- Proteger los derechos de los clientes finales, promoviendo un sistema eléctrico confiable, seguro y con altos niveles en la calidad del servicio.
- Establecer métodos para el cálculo tarifario.
- Promover la inversión privada.

#### I.4.2. Ley 19.940: “La Ley Corta I”

En marzo de 2004 se publica la Ley 19.940 [Ley19.940] conocida como “Ley Corta”. Esta ley nace como respuesta a la necesidad de mejorar la legislación eléctrica chilena en temas tales como: remuneración de la transmisión, remuneración de servicios complementarios, fijación de tarifas de distribución y solución de divergencias.

Respecto a la transmisión eléctrica, esta ley rediseña la clasificación de los sistemas de transmisión dividiéndolos en tres subsistemas: Troncal, Subtransmisión y Adicional, modificando el cálculo de peajes y estableciendo nuevas normas para los estudios de expansión y desarrollo del sistema Troncal que se realizarán cada 4 años. Dichos estudios serán realizados por empresas consultoras, elegidas mediante licitación, y por la CNE que debe realizar un informe técnico.

La Ley establece que el sistema de tarificación del precio de transporte en sistemas medianos (1.500 kW y 200.000 kW) se realizará en base al costo incremental de desarrollo en lugar del promedio de costo marginal, que se aplicaba antes de la promulgación de esta ley.

Por otro lado, esta ley estipula la creación de un Panel de Expertos como nueva instancia para la resolución de divergencias en el sector, ya que antes de la ley existía una engorrosa e ineficiente metodología para tratar las divergencias.

Además, se establece un mercado de Servicios Complementarios, de modo de asegurar la remuneración de estos servicios a las empresas que los otorguen, los cuales serán valorizados por el CDEC correspondiente. El CDEC deberá definirlos, administrarlos y operarlos de modo de garantizar la operación del sistema bajo las exigencias de seguridad y calidad de servicio requerido, además de la minimización de los costos incurridos.

Los Servicios Complementarios se definen como todos los recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios que permiten efectuar un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

Otra modificación relevante es la disminución del límite para ser cliente libre de 2 MW a 500 kW. En el caso que un usuario tenga una potencia conectada entre 500 kW y 2 MW tiene el derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, con un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen.

Introduce cambios en las autorizaciones de transferencias de concesiones previo informe tarifario de la CNE, en la fijación de peajes de distribución por la autoridad reguladora y por último redujo la banda de ajuste de precios libres para la fijación de precios regulados, pero esto último queda obsoleto con la entrada en vigencia de la Ley 20.018 que se hace mención a continuación.

#### I.4.3. Ley 20.018: “La Ley Corta II”

La Ley 20.018 fue promulgada en mayo de 2005 siendo denominada la Ley Corta II, ya que complementa los cambios realizados en la Ley anterior. La Ley Corta II, nace ante la necesidad de generar un escenario sólido en el sector eléctrico, de modo de otorgar seguridad a los inversionistas para incentivar las inversiones necesarias que aseguren el abastecimiento eléctrico en el largo plazo y, además proteger a los consumidores ante eventuales crisis energéticas, especialmente de suministro de gas natural (ya que se ha hecho sostenido en el tiempo la inestabilidad en Argentina, principal abastecedor de gas natural, que ha provocado recortes en el suministro de gas hacia Chile).

Esta Ley establece principalmente [Ley20.018]:

- Seguridad en abastecimiento a clientes residenciales y disminución en la variabilidad en los precios.
- Seguridad en el abastecimiento de los clientes regulados, ya que las concesionarias de distribución deben licitar con antelación de manera pública,



transparente, abierta y no discriminatoria el suministro necesario para abastecer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios (ubicados en su zona de concesión). Las empresas de distribución deben asegurar el abastecimiento del consumo en un horizonte de tres años, a través de contratos y de la capacidad factible de generación propia.

- Las licitaciones mencionadas se las adjudican los oferentes que ofrezcan el menor precio de energía. Se permite que el suministro ofrecido sea por un período máximo de 15 años. Los valores máximos de las ofertas será el equivalente al límite superior de la banda de precios vigente incrementado en un 20% al momento de la licitación.
- Los precios pactados de energía y potencia se indexan mediante fórmulas que expresen la variación de costos de los combustibles y de otros insumos relevantes para la generación eléctrica. Así, los inversionistas poseen un horizonte claro de precios de la energía y potencia en el mercado regulado a futuro. Dado lo anterior, se proporciona una real disminución de la variabilidad de los precios de nudo, ya que la ley introduce el concepto de precios de nudo de largo plazo, específicamente en su artículo 96 bis [18].
- Traspaso explícito de los precios promedio de generación-transporte a los clientes finales regulados. El cálculo del precio promedio de los precios de generación-transporte se realiza en base a los precios informados por todas las concesionarias. En el caso que una concesionaria de distribución se sobrepase en un 5% del precio promedio del sistema, el exceso se debe prorratear entre las concesionarias de modo de suprimirlo.
- Protección a los usuarios regulados en caso de crisis por falta de gas natural, ya que la ley estipula que no se considera como fuerza mayor las fallas de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural provenientes de gaseoductos internacionales.
- Autorización de los incentivos al ahorro o al consumo por parte de los generadores: Los generadores que suministren energía eléctrica a los clientes

regulados (a través de los contratos con distribuidoras) podrán ofrecer a los consumidores regulados reducciones o aumentos temporales de consumo. Dichos cambios en el consumo deberán traducirse en premios a los usuarios. Las ofertas hechas por los generadores se entiende tácitamente aceptada por cada usuario, por lo que ante cambios en la conducta del usuario regulado, el generador está obligado a pagar los incentivos ofrecidos.

- Se establece una nueva metodología para la determinación de la distancia permitida entre los precios calculados teóricamente para los clientes regulados y los precios reales transados en el mercado de los clientes libres (esa distancia se denomina Banda de Precio).

En el marco de la nueva Ley 20.018 [Ley20.018] aparecen incentivos (instancias de negociación para promover el ahorro o aumento en consumo) para que la función comercial de las generadoras sea un núcleo independiente de la generación misma, para poder cumplir con los contratos de abastecimiento a largo plazo de las empresas distribuidoras. Además, se contempla en la legislación vigente que los generadores en forma directa o a través de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, puedan ofrecer y/o convenir con los consumidores de menos de 500 kW reducciones o aumentos temporales de consumo.

Probablemente debido a la gran concentración de propiedad en generación [Moreno05], no existan mayores incentivos a separar la comercialización de la generación en el mercado mayorista, pero podrían existir incentivos al cambio con los nuevos conceptos de generación distribuida, pues con ello podría aumentar el número de agentes generadores.

## **II. EL COMERCIALIZADOR COMO AGENTE ECONÓMICO**

Antes de imaginar lo que sucedería en el mercado chileno si se permitiera la comercialización competitiva, es necesario conocer quién es realmente un comercializador eléctrico y cuales son sus principales funciones, características y las ventajas y desventajas de su introducción en los mercados eléctricos. En el presente capítulo se detallan los aspectos más relevantes del agente comercializador.

### **II.1. El Comercializador**

#### **II.1.1. Definición Económica General**

Las estructuras económicas actuales, debido a las complejidades de las nuevas cadenas de producción y abastecimiento, han generado oportunidades de mercado que incentivan la aparición de agentes que facilitan el intercambio comercial.

En distintos rubros de la industria, diversos agentes han encontrado incentivos comerciales en la tarea de intermediar entre el productor y el consumidor final. En este contexto se encuentra a los comercializadores.

El comercializador [Reyes99] es un agente intermediario (persona, empresa) que participa en el intercambio de bienes entre productores y consumidores y, por lo general, sin fabricar ni consumir el bien transado.

El agente comercializador compra en el mercado mayorista y vende en el mercado minorista, aprovechando las diferencias de precios entre los distintos mercados. El valor unitario de cada producto comprado al por mayor, por lo general, es menor que el valor del producto vendido al detalle, siendo ésta diferencia el incentivo económico del comercializador para justificar su existencia lucrativa en el mercado.

### II.1.2. Definición Particular para Mercados Eléctricos

En los mercados eléctricos existen cuatro actividades económicas separadas: generación, transmisión, distribución (entendida como transmisión en baja tensión o administración de los alambres) y comercialización (también llamada venta o suministro). Según Kühn *et al* [Kühn04] aún en mercados liberalizados de electricidad, la transmisión y la distribución son consideradas actividades naturalmente monopólicas reguladas y sus servicios son remunerados por precios de acceso pagados por los comercializadores. Por otra parte, la generación y la comercialización son consideradas actividades competitivas. En todos los experimentos desregulatorios la generación ha sido desregulada de inmediato, mientras que la comercialización por lo general, es liberalizada sólo gradualmente.

La actividad de comercialización de electricidad puede realizarse tanto a nivel mayorista como minorista. Sin embargo, para efectos de esta tesis, el estudio sobre la comercialización se centra especialmente en el mercado minorista. Esta elección se debe a que en Chile (marco en el que aplica esta tesis), ya existe un sistema que permite la competencia a nivel de generación, en cambio, a nivel de usuarios finales existe un arraigado monopolio con una pseudo competencia (comparación con empresa modelo).

No obstante, se hará una breve referencia a los conceptos sobre comercialización a nivel mayorista para posteriormente entrar al análisis de los conceptos sobre comercialización a nivel minorista.

### II.1.3. Comercialización a Nivel Mayorista

A nivel mayorista, los sistemas eléctricos han presentado una paulatina liberalización que ha dado lugar al establecimiento de los mercados mayoristas. Un

mercado mayorista es un escenario competitivo para la compra y venta de energía eléctrica. Alrededor del mundo se han implementado diversos modelos de mercados mayoristas definidos según los requerimientos de cada sistema [Vasq99].

Los comercializadores a nivel mayoristas (*Power Marketers*) son aquellos agentes que participan activamente en la compra y venta de energía. Estos agentes compran energía a los generadores y la venden según los mecanismos permitidos en el sistema en que operen. Los sistemas más comunes son el *Pool*, *Power Exchange* o Subasta y los Contratos Bilaterales.

a) El *Pool* y los Comercializadores

El *Pool* es un mercado centralizado que cuenta con un ente regulado que determina la compra y venta de energía, valorizándola en base a una optimización de los costos totales del sistema que considera la factibilidad técnica de operación. En el modelo clásico de *Pool*, los agentes consumidores y productores renuncian a establecer relaciones comerciales entre ellos [Stoft02], [Flores03].

Variaciones al sistema *Pool* clásico se presentan por la aparición de contratos bilaterales. Los contratos bilaterales son contratos que se pactan de forma independiente al ente regulador y pueden ser contratos físicos o financieros.

b) El Power Exchange (Subasta) y los Comercializadores

Un *Power Exchange* [Stoft02] o sistema de subasta clásico es un mercado centralizado donde se comercializa la energía a un único precio por zona geográfica, a una hora y lugar determinados, no permitiéndose los contratos bilaterales. Las ofertas permitidas en la subasta pueden ser en algunos casos multi-oferta, es decir, ofertas con información anexada a la oferta de precio. Tal como se

mencionó para el sistema *Pool*, un sistema de subasta puede presentar variaciones en la práctica, si se permite la existencia de contratos bilaterales.

En un sistema eléctrico, debido a las problemáticas propias del despacho de electricidad (como imposibilidad de almacenamiento de la energía, servicios complementarios, requerimiento de igualdad entre producción y consumo, etc.) el abastecimiento de energía no queda resuelto tan sólo por la compra de un bien en una subasta. Los sistemas eléctricos que han implementado un *Power Exchange*, han debido realizar esfuerzos para encontrar soluciones factibles y transparentes a los despachos. Una solución muy usual es resolver el problema mediante casación [Vasquez99], procedimiento por el cual se decide qué generadores serán despachados, las demandas que serán abastecidas y el precio de venta de la energía, basándose en las ofertas realizadas por los agentes del mercado.

c) Los Contratos Bilaterales y los Comercializadores

i) Contratos Bilaterales Físicos

Los contratos bilaterales físicos [Flores03] son contratos de compra y venta de energía en los que existe una relación directa con el despacho físico de la energía transada. Estos contratos se realizan en mercados donde los consumidores y suministradores pueden establecer libremente relaciones comerciales de manera directa o bien, de manera indirecta a través de un agente intermediario o comercializador.

Los contratos de abastecimiento de energía estipulan que el suministrador (productor o comercializador de energía) debe asegurar la inyección de una cierta cantidad de potencia a la red desde unidades de generación de acuerdo con un plan de operación especificado en el contrato, mientras que los

consumidores se comprometen a orientar sus consumos hacia dicha potencia establecida.

Cabe señalar que el sistema de contratos bilaterales físicos puede constituir una forma de mercado por sí mismo, pero requiere de la existencia de un operador del sistema. El operador debe determinar la factibilidad y los servicios complementarios requeridos para la realización del contrato bilateral físico y establecer el peaje correspondiente por el uso de la red, velando por la seguridad y confiabilidad del sistema.

No obstante, los contratos bilaterales físicos pueden convivir, si el sistema establecido lo permite, con otros sistemas de mercados tales como el sistema *Pool* o el sistema de Subastas.

#### ii) Contratos Bilaterales Financieros

Los contratos bilaterales financieros [Flores03] son contratos de compra y venta de energía, producto de relaciones comerciales libres entre consumidores y suministradores de manera directa o indirecta a través de un comercializador. Estos contratos no afectan el despacho de energía ni la operación del sistema, ya que tienen una concepción netamente financiera como el manejo de estrategias de mercado, el manejo del riesgo de precios en el largo plazo, entre otras cosas.

Los mercados eléctricos competitivos pueden experimentar una extrema volatilidad. Según Newbery *et al.* [Newbery97], el alto riesgo inmerso en dicha volatilidad puede ser disminuido mediante contratos financieros. Si existe una gran incertidumbre respecto de los *peaks* de los precios del mercado en el futuro, los contratos financieros pueden ofrecer una gama de precios mucho más moderados y estables.

Cabe señalar que los contratos bilaterales financieros no pueden constituir una forma de mercado por sí mismos, debido a que son herramientas netamente financieras y no tienen relación con el despacho físico real de la energía. Por ello, este tipo de contrato debe convivir, si el sistema lo permite, con el sistema de mercado eléctrico establecido.

#### II.1.4. Comercialización a Nivel Minorista

El comercializador a nivel de distribución [IEA01] (también llamado minorista o *Retail Marketer*), es el agente que entrega el suministro eléctrico y los servicios a los usuarios finales. Su actividad incluye la consecución de los servicios de la energía, del transporte, de la medición y envío de la factura del consumo realizado por los usuarios.

La comercialización (en inglés *End User Supply*) ha estado tradicionalmente integrada a la distribución, en especial en mercados donde la distribución es considerada una actividad monopólica, aunque existen mercados eléctricos en los cuales dichas actividades funcionan separadamente.

Debido a lo anterior, es fundamental hacer una distinción de conceptos respecto del transporte y la comercialización.

##### a) Transporte

En un sistema eléctrico general, se distinguen dos tipos de transporte de electricidad:

- *Transmisión*: transporte a niveles de muy alto voltaje en una red interconectada, que es compartida por todos los usuarios finales)



- *Distribución*: transporte a niveles de medio y bajo voltaje en una red que llega a un grupo específico de usuarios finales.

b) Comercialización

Segmento encargado de todos los servicios concernientes de venta de energía y del acceso a la red de distribución local a la cual los consumidores finales se conectan.

En el caso de Chile, la comercialización y la distribución se confunden bajo el concepto de actividad de distribución, ya que ambos segmentos están integrados, de manera que el propietario de los alambres es también el encargado de entregar el suministro y servicios asociados a los usuarios finales, a través de una única empresa monopólica que posee el dominio en una determinada zona geográfica.

Sin embargo, es de vital importancia señalar que, en adelante, para efectos de esta tesis se entenderán distribución y comercialización como actividades distintas, ajustándose a las definiciones señaladas.

II.1.5. Competencia en Mercado Minorista: El Comercializador Competitivo

Tradicionalmente, las empresas de distribución han sido monopolios locales que suministran la energía eléctrica a sus consumidores, bajo condiciones y tarifas establecidas por un organismo gubernamental regulador. Sin embargo, la conciencia del libre mercado y la competencia en los mercados de electricidad, ha generado cuestionamientos en todos los segmentos de la cadena de abastecimiento. En el caso particular del segmento de distribución se introduce el concepto de comercialización minorista competitiva (*Retail Competition*) o de libertad de elección de los consumidores (*Customer Choice*).

Una definición muy precisa de comercialización minorista competitiva es la entregada por Joskow [Joskow03]:

*“Retail Competition o Customer Choice permite que los consumidores puedan elegir al suministrador que ofrezca la combinación de calidad de precio/servicio que mejor satisfaga sus necesidades, y que los suministradores competitivos puedan proveer energía y un conjunto de productos y servicios de suministro, manejo de riesgo, manejo de demanda y nuevas oportunidades de servicio de diferenciación de calidad basados en la preferencias de cada consumidor”.*

El comercializador competitivo corresponde a la figura del suministrador competitivo mencionado por Joskow [Joskow03], también conocido como Proveedor de Servicios Eléctricos (*Electricity Service Provider* o ESP) [Littlechild04], quien tienen derecho a acceder (sin ser propietario) a las redes de distribución local a la cual se encuentra conectado el consumidor final, siendo responsable por todos los servicios relacionados con el suministro eléctrico. Típicamente, el comercializador compra energía a un generador o a otro agente comercializador si es que no posee potencia propia (caso que sucede cuando la comercialización está integrada con la producción de energía), pagando los cargos más relevantes por uso de las redes de transmisión y distribución.

Según Littlechild [Littlechild04], casi todos los países que han introducido competencia en el segmento de generación también han introducido algún grado de competencia a nivel de usuarios finales, pues actualmente la mayoría de aquéllos países permiten que los grandes consumidores industriales o incluso consumidores tipo medio puedan elegir a su suministrador. Existen casos en que todos los consumidores pueden elegir a su suministrador, lo que se conoce como competencia minorista total (*Full retail competition*).

De los mercados donde la comercialización competitiva es permitida, se recogen las siguientes funciones de los comercializadores [Greenwood99]:

- Comprar energía en el mercado mayorista o a otros comerciantes de energía.
- Competir por el suministro de energía eléctrica en el mercado minorista.
- Procurar los servicios de red (conexión y uso de la red) a los consumidores finales.
- Proveer servicios de energía al consumidor final que contrate sus servicios
- Pueden proveer otros productos y servicios, anexados al suministro energético.

Los agentes comercializadores en el sector minorista sólo tienen sentido práctico bajo un esquema competitivo. Es por ello, que bajo los esquemas de monopolios regulados la función comercializadora está integrada a la actividad de distribución. La experiencia internacional actual, estudiada en el siguiente capítulo, muestra con casos reales que es posible la competencia por el suministro a nivel de usuarios finales.

De los modelos de sistemas eléctricos que incorporan la competencia minorista, se recogen las siguientes características [Trea95] [IEA01]:

- En el mercado se realizan transacciones entre generadores, usuarios finales y posibles intermediarios, quienes interactúan libremente (dentro de los límites impuestos por la red).
- Los usuarios finales son libres de elegir a sus abastecedores de energía y de negociar sus contratos; por el lado de la oferta, los generadores pueden vender su electricidad a cualquier segmento.
- Las actividades de la red de transporte y sus precios son regulados, procurando la no discriminación en el acceso. Lo anterior a menudo obliga a la separación de todas estas actividades desde la generación hasta los usuarios finales.
- Existe un operador independiente de la red de transporte, lo que significa que no está controlado por los propietarios del segmento de generación.

La Figura II-1 [IEA01] muestra una comparación gráfica entre un sistema de monopolio y un sistema donde se permite la competencia. En el sistema de monopolio cada segmento está controlado por un sólo agente y, en algunas ocasiones, los segmentos están verticalmente integrados (dicha integración puede ser total, por ejemplo si el Estado es propietario de todo el sector eléctrico de un país). Sin embargo los mercados monopólicos pueden evolucionar a un mercado competitivo, en el cual se regulan los monopolios remanentes de transmisión y distribución local y se permite la competencia en todos los demás segmentos, incluso a nivel minorista.

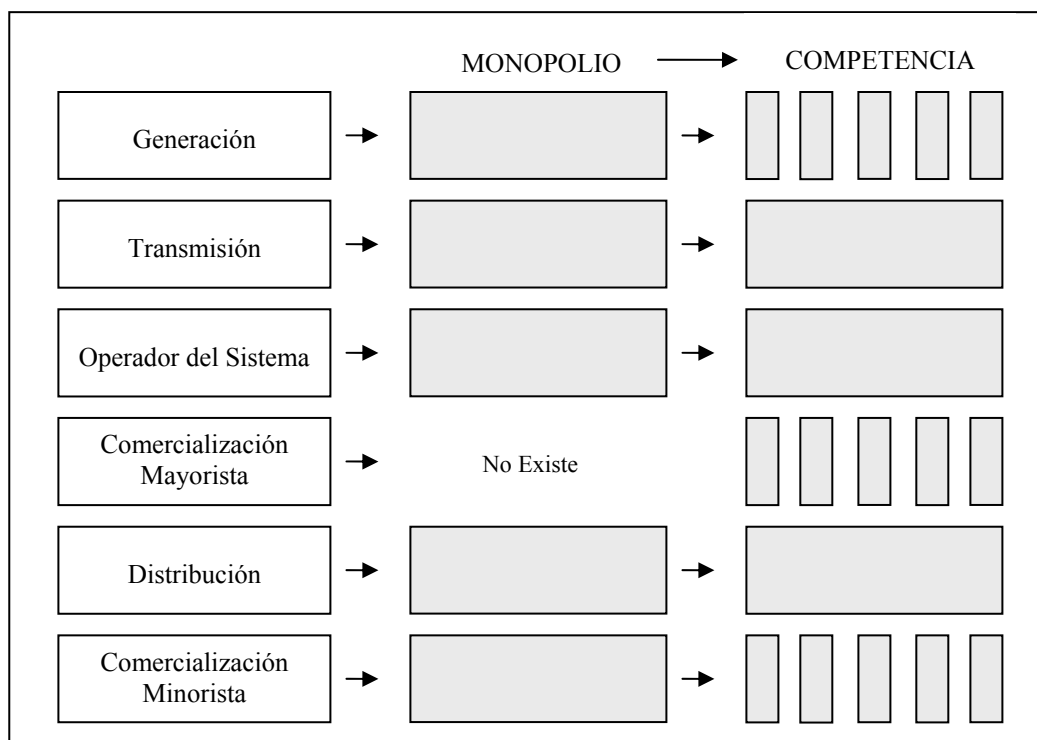


Figura II-1: Actividades en Sistemas eléctricos Monopólicos y Competitivos.

El modelo de competencia minorista de la Figura II-1 es el punto de partida para la organización del mercado de electricidad en Finlandia, Noruega, España, Suecia, algunos estados de EE.UU. (por ejemplo California, Texas) y para la implementación de *New Electricity Trading Arrangements* en el Reino Unido. La

estructura básica del modelo de competencia minorista en los mercados eléctricos, combina la desregulación, la potencialización de la competencia en las actividades de un sistema eléctrico con la reregulación de las redes y las actividades monopolísticas remanentes del sistema.

a) Ventajas de la competencia minorista.

La comercialización competitiva presenta múltiples ventajas entre las que se pueden mencionar [Littlechild04]:

- Ventajas a los consumidores:
  - Entrega a los consumidores la oportunidad elegir a su suministrador entre un número de compañías que compiten entre sí, las cuales ofrecen ofertas y tarifas distintas de modo que el consumidor pueda elegir lo más conveniente para sus necesidades.
  - Si se mantiene una franja de competidores regulados, estos pueden beneficiarse de las reducciones en los precios reales (sin subsidios) que típicamente acompañan a los procesos de reestructuración, donde se permite competencia.
  - Los comercializadores competitivos pueden ofrecer menores cobros por los componentes competitivos que las compañías reguladas.
- Las compañías que compiten por la comercialización de energía a nivel de distribución enfrentan una demanda ilimitada, en contraste con la demanda delimitada que enfrentan las empresas distribuidoras monopólicas. Esto representa una oportunidad, pues sus utilidades tampoco están delimitadas.
- Abre la posibilidad para que las empresas puedan ofrecer a sus clientes (reales y potenciales) nuevos productos, servicios y opciones tarifarias.

- Abre la posibilidad de promoción de las tecnologías limpias (Green Energy).
- Su implementación no requiere cambios en las redes de transporte.
- Estimula la competencia en generación: las heterogéneas negociaciones y los términos de los contratos entre generadores y comercializadores competitivos, produce mayor presión sobre los generadores que las homogéneas negociaciones con distribuidores monopólicos regulados.
- Entrega mayor liquidez al mercado mayorista debido al incremento y cambio de expectativas de los agentes compradores en el mercado, abriendo la posibilidad de que aparezcan intermediarios financieros.
- La existencia de comercializadores competitivos puede producir reducción de costos en todos los eslabones de la cadena de abastecimiento. Los comercializadores pueden variar significativamente los costos por comercialización e influir además en la fiscalización de la eficiencia de los segmentos de transporte, ya que ello influye directamente sobre sus ofertas a clientes finales y sobre sus utilidades particulares.
- Los comercializadores competitivos tienen incentivos para realizar de forma más eficiente que las compañías reguladas, todos los servicios asociados al suministro energético.
- Se impulsan contratos de largo plazo, pues eliminan la volatilidad de los precios *Spot* lo que tiene directa relación con las inversiones en capacidad.
- Hace más transparente el mercado para los consumidores, ya que pueden elegir libremente.
- Se crea un mercado de nuevos productos en la venta de electricidad, ya que los comercializadores competitivos pueden ofrecer servicios con valor agregado como manejo del riesgo, manejo de la demanda y servicios de uso eficiente de la energía.

b) Desventajas de la competencia minorista [Greenwood99]  
[Wiser99][Littlechild04] [Joskow04]

Alrededor del mundo cada mercado de electricidad tiene sus características particulares, por lo que abrir el mercado a la competencia minorista depende de cada caso particular.

La principal desventaja de la competencia minorista es que su implementación requiere profundos cambios en los esquemas tradicionales de los países. Para el desarrollo ideal de la competencia minorista se requiere:

i) Creación de un mercado mayorista de energía.

La elección del tipo de mercado mayorista depende de las decisiones que tomen las autoridades gubernamentales, de modo de la asegurar transparencia en la compra y venta de energía y el abastecimiento de la demanda. La complejidad del mercado depende de sus condiciones previas y de sus restricciones técnicas (operación, mix de tecnologías).

ii) Proceso de transición de largo plazo.

La experiencia de California y Brasil muestran que el cambio a un sistema de competencia en distribución es un proceso de prueba y error, el cual puede provocar graves crisis dentro de un país, si no se toman los resguardos necesarios.

iii) Desintegración vertical.

Para un funcionamiento completamente transparente de *Retail Competition*, se requiere la separación de propiedad entre las actividades monopólicas reconocidas (como transmisión y distribución) y las actividades competitivas. Específicamente, para un sistema ideal se deben separar la Generación y

Transmisión, Generación y Distribución, Distribución y Comercialización Minorista.

Si un agente es propietario de una empresa que realiza una actividad monopólica y además es propietario de una o más empresas que participan activamente en segmentos competitivos, existe un incentivo para usar el poder del segmento monopólico en contra de los otros agentes que participan en segmentos competitivos.

Específicamente, en el caso de existir *Retail Competition*, algunos incentivos de abuso de poder dados por la integración vertical son:

- Establecimiento de condiciones discriminatorias de acceso a la redes de transporte:
  - altos cargos de acceso,
  - cambios en la red desventajosos para el resto de los competidores.
- Si el propietario de la distribución participa en el segmento de generación puede favorecer a su generación propia (entregando contratos) en desmedro de los otros generadores en competencia.
- Si el propietario de las redes de distribución también participa en el segmento de comercialización puede:
  - implantar precios de distribución abusivos,
  - obtener subsidios cruzados,
  - imponer requerimientos técnicos innecesarios que pueden poner en desventaja a los otros competidores.



iv) Regulación genere reales oportunidades en el mercado, protegiendo a los consumidores.

Para establecer competencia minorista, debe existir un escenario de políticas que permita su desarrollo y que sea respetado y comprendido por los agentes y en especial por los consumidores.

Si los agentes privados no encuentran reales oportunidades de mercado en la competencia minorista no se interesarán en ingresar al mercado y por ende, el sistema de *Customer Choice* no tiene sentido.

Considerando que un monopolio no regulado consigue mayores beneficios que un segmento competitivo, existen incentivos para que los competidores puedan aumentar sus ganancias restringiendo la competencia entre ellos (mediante acuerdos colusivos) lo que puede transformarse en un monopolio no regulado, lo que implica acciones abusivas con los consumidores finales.

v) No han sido demostrados los beneficios en pequeños consumidores.

Joskow [Joskow04] señala que las iniciativas de *Retail Competition* han funcionado bien para grandes consumidores industriales y comerciales, sin embargo aún no han sido demostradas sus ventajas para consumidores residenciales y pequeñas empresas respecto del suministro monopólico. Existe el riesgo que los pequeños consumidores se mantengan estáticos ante las ofertas de *Retail Competition*, pudiendo crear problemas en el mercado.

#### II.1.6. Los productos y servicios de comercialización

Existe un sinnúmero de productos y servicios que pueden asociarse al suministro de electricidad [Littlechild04] [Joskow04] [Livik00].

a) Productos y servicios básicos de comercialización

En primer lugar, los comercializadores son responsables por el suministro eléctrico. El producto “Energía Eléctrica” puede ser ofrecido en al menos dos formatos:

i) Energía a precio fijo

Se establece un precio fijo por unidad de energía (precio competitivo), por lo que el consumidor está libre de todo riesgo por volatilidad de precios

ii) Energía a precio variable

Se traspa la volatilidad de los precios de la energía al consumidor final. Así, el consumidor puede obtener precios más bajos que el precio fijo, pero se arriesga al alza de los precios por sobre él.

En segundo lugar, los comercializadores son responsables por los servicios básicos asociados al suministro de la energía tales como:

- lectura del medidor,
- facturación,
- administración de información,
- atención de reclamos,
- sólo en el caso que la regulación lo estipule, los servicios referentes a conexión de los usuarios a la red de distribución local (instalación y mantención de empalmes y medidores).

b) Nuevos productos y servicios asociados

Bajo competencia, los competidores buscan diferenciarse entre sí por lo que existen incentivos a desarrollar diversos productos y servicios que añadan valor al consumo de energía y que cambien el concepto de *commodity*<sup>1</sup> de la energía. Se crean incentivos para:

- i) Desarrollo global de tecnologías de información.
- ii) Desarrollo de nuevas formas de comunicación con los clientes reales y potenciales (para informar cobros, nuevos productos).
- iii) Creación de nuevos productos y servicios asociados, tales como:
  - Servicio de seguridad en el suministro.
  - Suministro diferenciado de confiabilidad y calidad (por ejemplo que se pueda interrumpir, a cambio de tarifas menores).
  - Protección ante riesgo por inestabilidad de precios de energía.
  - Tecnologías avanzadas de medición.
  - Asociar el suministro de electricidad al suministro de otros servicios básicos (gas, agua, teléfono, servicios de Internet).
  - Venta diferenciada de tecnologías: ofrecer suministro de energías verdes, incentivando el desarrollo de tecnologías limpias.

A continuación, se especifican las distintas tecnologías existentes asociadas a la medición del consumo.

c) Tecnologías asociadas a medición del consumo

---

<sup>1</sup> *Commodity* es un producto con propiedades completamente especificadas, siendo el precio la única forma de diferenciación en su oferta (un consumidor racional comprará un *commodity* al vendedor que ofrezca el menor precio).

El servicio de medición de consumo eléctrico o *metering* es una de las funciones más importantes de los agentes comercializadores. La medición es el sistema mediante el cual el comercializador lleva control del consumo de sus clientes y con ello puede realizar la facturación correspondiente. La más común es la medición tradicional, sin embargo, las tecnologías disponibles permiten la implementación de nuevos servicios de medición como los sistemas AMR.

La tecnología actual además permite que el comercializador pueda ofrecer a sus usuarios finales una diversa gama de servicios anexables a la entrega de la electricidad. A continuación se describen algunos de los servicios que puede ofrecer un comercializador.

#### i) Medición Tradicional

La medición tradicional [Daigle98] consiste típicamente en que cada usuario posee en el lugar de consumo un medidor entregado por la compañía suministradora de energía, el cual es leído periódicamente. Existen medidores con versiones analógicas y digitales, pero los más comunes son los analógicos o electromecánicos. Los medidores electromecánicos sólo son capaces de medir el consumo de energía en kilowatt-hora (KWh) y la facturación se realiza, según lo indique la legislación, ajustando las tarifas de modo que en algunos casos incluyan aproximaciones sobre los requerimientos de potencia y otros servicios.

Los medidores son leídos cada cierto intervalo de tiempo por personal humano calificado para ello, requiriéndose importantes inversiones en recursos humanos y tiempo. Cabe señalar que la operación manual de lectura no está exenta de errores.

En algunos casos, cuando el cliente lo requiera, se colocan medidores digitales que son capaces de medir otros datos aparte de la energía consumida. Sin embargo, igualmente deben ser leídos por personal humano que traslade la información hasta la compañía suministradora para realizar la facturación.

ii) Lectura Automática de Medidores (Automated Meter Reading o AMR)

El AMR [Daigle98] [Black01] es una tecnología implementada a nivel residencial que ha experimentado un rápido crecimiento en su implementación en los últimos años. El AMR permite el acceso a los datos registrados por un medidor de manera remota, rápida y eficiente.

El sistema AMR permite la obtención de la información de consumo de cada cliente a través de la red eléctrica tradicional. La información del consumo eléctrico viaja a través de las líneas de distribución hasta un terminal ubicado en una subestación, donde se puede extraer los datos identificados con una frecuencia única que permite determinar a cual cliente pertenece cada medidor.

Entre las ventajas de este sistema es posible señalar:

- Mejora la calidad del servicio al consumidor reduciendo los errores de medición.
- Se eliminan las cuentas en base de estimaciones de consumo.
- Se mejoran los perfiles de consumo.
- Permite habilitar servicios adicionales como tasación en tiempo real y manejo de cargas.
- Algunos aparatos de sistema AMR pueden habilitarse para incluir información sobre la medición del consumo de agua y gas, e incluso para entregar servicios de televisión por cable e Internet.

- No requiere utilizar un alambrado especial, pues para el envío de información se utiliza la infraestructura existente. Para servicios de televisión por cable o Internet, sin embargo, se requiere líneas especiales extras.

### iii) Sistemas de Manejo de Carga (Load Management Systems)

Los sistemas de manejo de carga (consumo) [Black01] permiten controlar de manera remota (lejana) un importante número de sistemas o aparatos eléctricos utilizados por el consumidor. El sistema permite al suministrador (comercializador) e incluso al consumidor mismo, responder con una reducción de consumo cuando se produzca un *peak* de demanda o aumenten los precios *Spot* de la electricidad. Los sistemas que típicamente son manejados para el control de carga son los sistemas de calefacción, aire acondicionado e iluminación, sin embargo, se pueden incluir otros muchos sistemas de consumo como hervidores de agua, lavadoras y secadoras de ropa, lavavajillas y cualquier otro artefacto que pueda ser operado remotamente a través de controladores especiales.

Estos sistemas pueden ser usados si existe un contrato de acuerdo entre el consumidor y su suministrador de electricidad, de modo que el consumidor permite que le reduzcan su consumo si se produce un aumento en la demanda global y a cambio recibe descuentos en su cuenta o factura.

### iv) Tasación en tiempo real (Real Time Pricing)

La tasación en tiempo real [Black01] permite a los consumidores reaccionar ante las variaciones en el precio de la electricidad, permitiendo al usuario una autorregulación de su consumo, dándole mayor libertad para decidir sus

reducciones de consumo. Este sistema puede ser incluido dentro de otros sistemas, como en el AMR.

#### II.1.7. Tipos de comercializadores

Entendiendo por comercializador (tanto a nivel mayorista como a nivel minorista) al agente que trabajan en la compra y venta de energía, es posible identificar los siguientes tipos de comercializadores [Trea95] [Reyes99].

##### a) Productores de energía

Comercializadores a nivel mayorista típicamente. Compiten para poder adjudicarse la venta de la energía que autoproducen a los clientes finales mayoristas (comercializadores a nivel de distribución y grandes clientes) o por despachar su energía a través del organismo central del modelo imperante en el sistema eléctrico particular.

##### b) Brokers

Actúan como corredores de bolsa, comprando y vendiendo energía. Tratan de generar beneficios asumiendo el riesgo asociado a la volatilidad de los precios y de ajustar los precios a los patrones de consumo. No se hacen cargo de la energía como tal, si no que la ven como un bien cualquiera (*Commodity*) y se preocupan del manejo comercial de los papeles con que se transa. Si bien algunos autores pueden no considerarlos comercializadores como tal, en el caso de Noruega se les reconocen como un tipo de comercializadores.

##### c) Traders

Agentes que compran la energía (no la producen) y la venden, aprovechando las ventajas de comprar al por mayor y vender al por menor. Estos agentes son compañías que se mueven en los distintos mercados y por lo general, ofrecen variados servicios adjuntos al suministro de la electricidad que agregan valor al cliente final.

d) Comercializadoras filiales de distribuidoras

Estos agentes son una subcategoría de *traders*. Son *traders* que están asociados a una empresa de transporte energía a nivel de distribución local. Existen dos tipos: los comercializadores que operan en la misma zona con el propietario de la red de distribución local con el cual están asociados (comercializadores locales o *Local Retailers*) y comercializadores que operan fuera de la zona en que opera el propietario de la red de distribución local con el cual están asociados (comercializadores remotos o *Remote Retailers*).



### III. EL COMERCIALIZADOR Y LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

El sector eléctrico mundial ha experimentado numerosas y profundas transformaciones durante las últimas dos décadas, que se caracterizan por la introducción de la competencia y una progresiva descentralización del proceso de toma de decisiones. Factores como el desarrollo tecnológico y el aumento de las exigencias de los consumidores han potenciado la diversificación del producto de electricidad. Dichos cambios han posibilitado la creación de condiciones necesarias (como el libre acceso a redes) para el desarrollo de la competencia en las actividades de generación y comercialización [Palma02].

Un sistema eléctrico que permite la competencia a nivel de usuarios finales cuenta, por lo general, con un mercado abierto, con actividades de transmisión separadas, con acceso regulado a las redes y con la actividad de comercialización liberalizada. Idealmente bajo competencia minorista, los consumidores finales son libres de elegir a su suministrador y negociar sus contratos, por otra parte, los generadores pueden vender su electricidad a los otros agentes del mercado.

Distintas formas de competencia minorista ha sido establecida en distintos países. *Full Retail Competition* ha sido implementado en Gran Bretaña, Noruega, Suecia, Nueva Zelanda, Alemania, algunos estados de Estados Unidos (California, Texas, Maryland) y Australia (Victoria y New South Wales).

El presente capítulo recoge la experiencia internacional de los casos de Colombia, España, Brasil y Noruega que presentan distintos niveles de implementación de *Retail Competition*, para ilustrar las distintas formas en que *Retail Competition* puede funcionar.

### **III.1. Caso Colombia**

#### III.1.1. Características Generales

El servicio de energía eléctrica en Colombia [CREG] tuvo sus inicios a finales del siglo XIX y su desarrollo fue el resultado de la iniciativa de inversionistas privados. A comienzos de los años noventa, el sector eléctrico colombiano considerado globalmente, enfrentaba la quiebra financiera lo que se tradujo en un racionamiento a nivel nacional durante el período de 1991 a 1992. Lo anterior impulsó el desarrollo de una fuerte reestructuración de todo el sector, que comenzó en 1994 con la creación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) [Colo142].

El sistema eléctrico colombiano [CREG] [UMPE] es fundamentalmente hidráulico (67% de la generación total) y posee un gran sistema interconectado que enlazan las plantas de generación de los centros de carga de la región Andina, Litorales Atlántico y Pacífico y parte de los Llanos Orientales, con una capacidad efectiva neta de 13.351 MW y una demanda por potencia máxima anual de 8,3 GW (año 2003). La demanda del resto del país es abastecida por generación local, pero no es superior al 2% de la demanda total.

#### a) El Mercado Mayorista de Electricidad

Para el abastecimiento de energía eléctrica a la población, el sector eléctrico colombiano posee un Mercado Mayorista de Electricidad [CREG] [Creg99], donde se realizan transacciones comerciales de energía entre los agentes mediante ofertas de precios en una bolsa de energía, mientras que el despacho físico de la red se encuentra manejado por un organismo independiente. Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el Mercado Mayorista de Electricidad, pueden realizarse:

- Mediante la suscripción de contratos bilaterales de compra garantizada de energía. Estos contratos, según las cantidades pactadas, pueden presentar una o más de las modalidades: Pague lo Contratado, Pague lo Demandado o Pague lo Consumido.
- Por medio de transacciones directas en la bolsa de energía, en la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda.

b) Clasificación de la Demanda

Actualmente el mercado de usuarios finales se divide formalmente en dos: Mercado Regulado (con Usuarios Regulados) y Mercado Libre o No Regulado (con Usuarios No Regulados). Las características de los usuarios finales son [Creg97] [CREG]:

- *Usuarios No Regulados*: son aquéllos usuarios que pueden negociar libremente un contrato bilateral y los precios de venta con el comercializador de energía que deseen (las tarifas no están reguladas por la CREG). Corresponden a los usuarios que tienen una potencia conectada mayor al límite vigente que comenzó en 2 MW, pero que actualmente es de 0,1 MW (la CREG tiene la facultad de ir reduciendo gradualmente dicho límite hasta donde lo considere adecuado). Por otra parte, un Usuario No Regulado debe instalar un equipo de teled medida que cumpla con el Código de Medida, para registrar y reportar los consumos hora a hora.
- *Usuarios Regulados*: son aquéllos usuarios que están sujetos a un contrato de condiciones uniformes, donde las tarifas son establecidas por la CREG mediante una Fórmula Tarifaria General. Corresponden a los usuarios que no poseen una potencia conectada mayor o igual al límite vigente.

III.1.2. Actividades en funcionamiento

Las actividades desarrolladas en el sector eléctrico son cuatro: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica [CREG] [Creg99]. Sus principales características son:

- *Generación*: producción de energía eléctrica mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional.
- *Transmisión*: transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas y los correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV o a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores. Toda la red se denomina Sistema de Transmisión Nacional (STN) y la principal empresa transportadora (con un 75% de los activos de la red) es la Empresa de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA).
- *Distribución*: transporte de energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.
- *Comercialización*: Compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados.

El marco regulatorio actual permite la libre competencia en las actividades de Generación y Comercialización, mientras que se permite que las actividades de Transmisión y Distribución sean consideradas como monopolios, aprovechando las economías de ámbito inherentes a dichas actividades.

En cuanto a la separación de actividades y la integración vertical entre negocios, la Ley fija reglas diferenciales: las empresas que se encontraran integradas verticalmente con anterioridad a la vigencia de las leyes, pueden continuar desarrollando simultáneamente más de una actividad, pero deben manejar contabilidades separadas por tipo de negocio, mientras que, las constituidas con posterioridad a la vigencia de las leyes pueden desarrollar simultáneamente actividades consideradas complementarias: Generación/Comercialización o Distribución/Comercialización.

Se consideran excluyentes las siguientes actividades: Generación/Transmisión, Generación/Distribución, Transmisión/Distribución y Transmisión/Comercialización. Sin embargo, la CREG estableció los límites permisibles para la integración vertical y horizontal entre negocios tanto para las empresas nuevas como para las existentes, de modo de asegurar la competitividad, estableciendo que ninguna empresa podrá tener más del 25% de la actividad de generación, comercialización y distribución [Creg99].

### III.1.3. Agentes del sistema

La Figura III-1 muestra la estructura del sector eléctrico colombiano y la forma cómo los diferentes agentes y/o entidades participantes se relacionan.

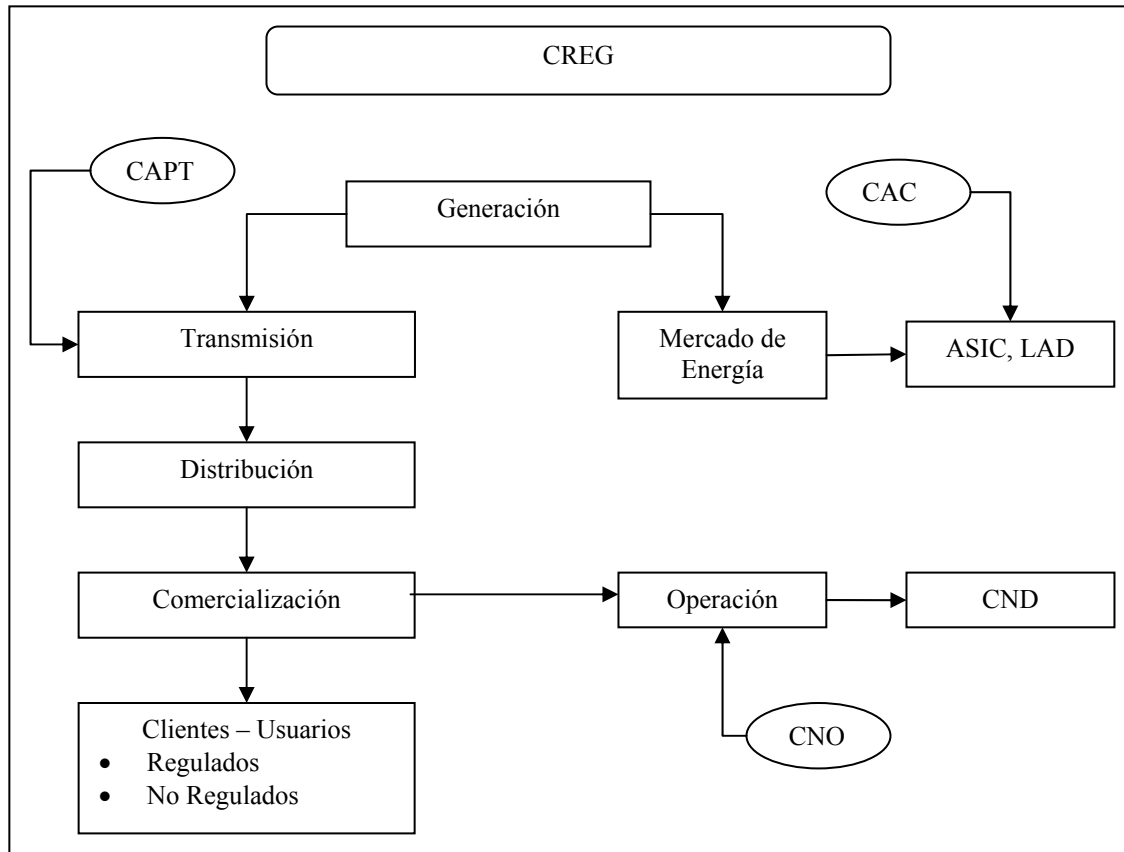


Figura III-1: Estructura del sistema eléctrico colombiano.

Dicha estructura involucra a [CREG] [Colo142]:

- *CREG* (Comisión de Regulación de Energía y Gas): entidad encargada de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos y de promover la competencia en los segmentos donde sea posible, de modo que las operaciones de los monopolistas y de los competidores entreguen servicios de calidad, sean económicamente eficientes y no abusivas.
- *Mercado de Energía*: (mercado mayorista de electricidad) sistema de intercambio de información entre generadores y comercializadores de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos de compra y venta

de energía (definiendo cantidad y precios) de energía a largo plazo y en la bolsa. La administración del Mercado de Energía se realiza a través del ASIC y del LAC, y su operación a través del CND.

- *ASIC* (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales): encargado del registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los contratos efectuados por generadores y comercializadores en la bolsa de energía; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).
- *CND* (Centro Nacional de Despacho): encargado de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional.
- *CON* (Consejo Nacional de Operación): asesor de la CREG en los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.
- *CAC* (Comité Asesor de Comercialización): asesor de la CREG en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía. Está conformado por tres representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de generación y comercialización, tres representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de distribución y comercialización y tres representantes de las empresas que desarrollan única y exclusivamente la actividad de

comercialización. Adicionalmente, por un representante del Administrador del SIC con voz pero sin voto.

- *CAPT* (Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión): asesor de la Unidad de Planeamiento de Mercado Eléctrico (UPME) en la compatibilización de criterios, estrategias y metodologías para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN).
- *LAC* (Liquidador y Administrador de Cuentas del STN): participa en la administración del MEM como encargado del procesamiento de información para liquidar los cargos por uso del STN de acuerdo con la regulación vigente. También debe administrar y facturar estos cargos, hacer la gestión de cartera y la transferencia de los dineros recaudados.

#### III.1.4. La comercialización en el sistema eléctrico colombiano

En el marco regulatorio colombiano existe clara definición de la comercialización de energía y del comercializador [Creg98]:

- *Comercialización de energía*: es la atención a los usuarios finales, intermediación de energía en el mercado mayorista y gestión comercial de los costos de la cadena de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica a nombre de todos los agentes y entidades que la conforman.
- *Comercializador de Energía Eléctrica*: persona natural o jurídica que comercializa electricidad, bien como actividad exclusiva o en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ella sea la actividad principal.



En otros términos, el negocio de comercialización eléctrica en Colombia consiste básicamente en la prestación de un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad. En la Tabla III-1 [Supe02] se muestra la evolución del número de las compañías de comercializadoras y del resto del sector en el sistema colombiano.

Tabla III-1: Evolución del número empresas de electricidad en el sistema colombiano.

Actividad	1998	1999	2000	2001
Generación-Comercialización	21	27	26	27
Generación	4	6	6	6
Transmisión	4	4	4	4
Integradas Verticalmente (previo a reformas)	15	15	15	15
Distribución – Comercialización	17	20	20	22
Comercialización	43	58	64	73
Total	104	130	135	147

Debido a la separación de mercados entre Usuarios Regulados y No Regulados, las empresas comercializadoras tienen potencialmente varios ámbitos de acción:

- Pueden comercializar energía con destino al mercado regulado.
- Pueden comercializar energía exclusivamente en el mercado no regulado.
- Pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación en ambos mercados.

El comercializador debe incluir en su cálculo de tarifas por el suministro de energía eléctrica los costos de: Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y Otros Costos.

Los costos mencionados, deben ser incluidos en las tarifas tanto de los usuarios regulados como los no regulados; sin embargo como los contratos con usuarios no regulados se pactan libremente, sólo para el caso de los usuarios regulados, dichos

costos son calculados a través de una formulación específica establecida, denominada Fórmula Tarifaria General [Creg97].

a) Fórmula Tarifaria General

La legislación vigente contempla que los usuarios finales deben participar en el pago de los distintos agentes involucrados implícitamente en la cadena de abastecimiento. La formulación que se presenta a continuación sirve para el cálculo de los costos considerados por el comercializador, para ser traspasados al mercado de los usuarios regulados. Dichos cargos se denominan como el Costo Unitario de Prestación de Servicio (CU) y se calcula para cada nivel de tensión, según la siguiente fórmula [Creg98] [Creg01]:

$$CU_{n,m} = \frac{(G+T)_m}{1-P_n} + D_{n,m} + C_{n,m} + O_{n,m}$$

Donde:

- $CU_{n,m}$ : Costo Unitario de prestación del servicio para los usuarios conectados al nivel de tensión  $n$ , del mes  $m$  del año correspondiente al cálculo (\$/kWh).
- $n$ : Nivel de tensión
- $m$ : Mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.

Componentes Involucrados:

- **(G+T)<sub>m</sub> (costo de Generación más costo de Transmisión):** es el costo de Generación y Transmisión de energía aprobado por la CREG por concepto de Generación y Transmisión en el Nivel III. Este costo se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$GT_m = GT_0 \cdot \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

- $GT_m$ : Costo de compra de energía en el mes m.
- $GT_0$ : 72,77 \$/kWh referido a precios de diciembre de 1995.
- $IPP_{m-1}$ : Índice de Precios al Productor Total Nacional del mes m-1.
- $IPP_0$ : Índice de Precios al Productor Total Nacional en el mes de diciembre de 1995.

El costo máximo de Generación y Transmisión  $GT_0$ , está calculado con base en los pagos de disponibilidad pactados en un contrato particular. En el caso que la disponibilidad real de suministro resulte menor que la pactada, se deben deducir de estas fórmulas los valores se dejan de pagar.

- **D (Costo de Distribución):** cargos por el uso de los sistemas de transmisión regional y/o distribución local. Estos cargos son regulados y fijados por la CREG para cada empresa Distribuidora, de acuerdo con los diferentes Niveles de Tensión de Suministro. Dichos niveles y sus rangos de aplicación se muestran en la Tabla III-2 [Creg97].

Tabla III-2: Niveles de tensión de suministro.

Nivel	Rango de tensión x [kV]
I	$x < 1$
II	$1 \leq x < 30$
III	$30 \leq x < 57,5$
IV	$57,5 \leq x < 220$

La componente de distribución para la fórmula tarifaria utilizada por el comercializador, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$D_{n,m} = D_{n,0} \cdot \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

- $IPP_{m-1}$ : Índice de Precios al Productor Total Nacional del mes  $m-1$ .
  - $IPP_0$ : Índice de Precios al Productor Total Nacional en el mes de diciembre de 1995.
  - $D_{n,m}$ : Cargo de distribución en el nivel de tensión  $n$  y mes  $m$ .
  - $D_{1,0}$ : 16,91 \$/kWh para el nivel de tensión I, referido a precios de diciembre de 1995.
  - $D_{2,0}$ : 7,4 \$/kWh para el nivel de tensión II, referido a precios de diciembre de 1995.
  - Para los usuarios conectados al nivel de tensión III, este cargo será nulo.
- **C (Costos de Comercialización)**: este parámetro reconoce los costos máximos asociados con la atención de los usuarios regulados, incentivando la eficiencia en el desarrollo de la actividad con un esquema que incentive la eficiencia de las empresas. Esta componente se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_{m,t} = \frac{C_0^*}{CFM_{t-1}} \cdot [1 - \Delta IPSE] \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Donde:

- $C_{m,t}$ : Costo de Comercialización del mes  $m$  del año  $t$ , expresado en \$/kWh.

- $C_0^*$ : Costo Base de Comercialización expresado en \$/Factura. Para APL este cargo es de \$4,002 por factura, referido a precios de diciembre de 1995.
- $CFM_{t-1}$ : Consumo Facturado Medio de cada empresa en el año t-1 a los usuarios conectados al sistema de distribución. (Total kWh vendidos a los usuarios dividido entre el total de facturas expedidas, sin considerar las debidas a errores de facturación).
- $\Delta IPSE$ : Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico. Para el primer período de regulación, esta variación se asumirá como del 1% anual.
- $IPC_{m-1}$ : Índice de Precios al Consumidor del mes  $m-1$ .
- $IPC_0$ : Índice de Precios al Consumidor del mes de diciembre de 1995.

Los cargos que se realizan a los suministrados regulados, se pueden desglosar en cargos por: unidad de consumo, conexión (por una sola vez, en el momento de efectuar la conexión al servicio), mínimo para disponibilidad del servicio (únicamente cuando la liquidación de los consumos del usuario, junto con el cargo fijo que esté vigente, sea inferior a dicho cargo mínimo, en cuyo caso la aplicación de este cobro reemplaza la liquidación y cobro de los consumos del usuario) y por el cargo fijo correspondiente [Creg01]. Por otro lado, los comercializadores podrán efectuar un cobro mínimo a cualquier usuario, residencial o no-residencial, por concepto de costos fijos de atención a clientes. Este cobro mínimo será equivalente al costo de comercialización que resulte de la aplicación de esta fórmula, valorado en \$/factura.

- **O (Otros Costos):** corresponde a los costos extras en que incurre un comercializador en el Mercado Mayorista de Electricidad. Estos costos adicionales se determinan en base al costo efectivo de la actividad de comercialización: contribuciones a las entidades de regulación y control sobre las ventas totales realizadas al usuario final.
- **P<sub>n</sub> (pérdidas):** representa el porcentaje reconocido de pérdidas de energía en la prestación del servicio de abastecimiento eléctrico. Se establece un límite máximo de reconocimiento de las pérdidas según nivel de tensión, de modo de impedir que el prestador del servicio traspase a los usuarios ineficiencias derivadas de no ejecutar planes de recuperación de las pérdidas e incentiva a su vez a aquéllos que hacen un manejo eficiente de las mismas.

## III.2. Caso España

### III.2.1. Características Generales

El sector eléctrico español ha sufrido múltiples transformaciones desde la fundación de la primera empresa eléctrica española, en 1881 en Barcelona. El 1 de enero de 1998 entró en vigencia la Ley Eléctrica 54/1997, la cual entregó al sector eléctrico español un nuevo marco regulador para su sistema eléctrico, basado en criterios de liberalización y competencia, resguardando la conservación del medio ambiente y la seguridad y eficiencia en el suministro [UNESA].

España cuenta con un sistema eléctrico con fuentes de energía bastante diversificadas (ver Tabla III-3) con un demanda de 224.208 GWh en el año 2002 [REE03].

Tabla III-3: Matriz de Fuentes de Electricidad de España, elaboración propia.

Tipo	Capacidad [MW]	% del total
Hidráulica	16.658	25,6
Nuclear	7.876	12,1
Carbón	12.075	18,6
Fuel/Gas	9.926	15,3
Ciclo Combinado	4.394	6,8
Mini Hidráulica	1.496	2,3
Eólica	5.491	8,5
Otras Renovables	711	1,1
Otras No Renovables	6.344	9,8

a) El mercado de la electricidad

El mercado español mayorista de electricidad, también denominado mercado de producción [Omel] [REE] es entendido como el conjunto de transacciones entre los agentes participantes en los mercados diarios e intradiarios y de la aplicación de los procedimientos de la operación técnica del sistema, permitiendo la existencia de contratos bilaterales físicos. El operador económico del mercado realizará la casación de las ofertas económicas de compra y venta de energía eléctrica, por medio del método de casación simple o compleja, según concurren ofertas simples o que incorporen condiciones complejas.

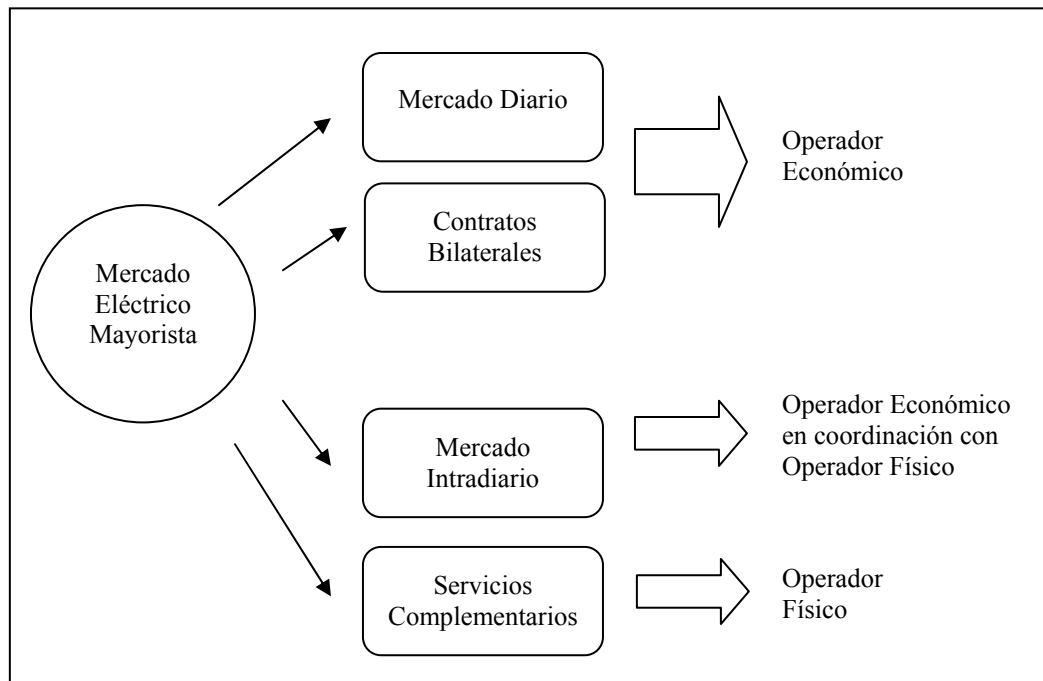


Figura III-2: Estructura básica del Mercado eléctrico Mayorista Español.

La Figura III-2 identifica los mercados involucrados en el funcionamiento del mercado de producción. Dichos mercados son [OMEL] [REE] [Roth03]:

i) El Mercado Diario

En este mercado se realizan transacciones para el día siguiente. Es un mercado equilibrado de energía (es decir, la energía vendida es igual a la energía comprada). Es manejado por el operador económico del sistema, el cual comunica a los agentes a las 8:30a.m. su previsión de demanda, las indisponibilidades de generación y la situación de la red de transporte. Los agentes ofertan libremente, presentando hasta las 10:00a.m. sus ofertas de compra o venta de energía. Con dicha información, el Operador del Sistema realiza un proceso de casación, determinando el precio marginal y el volumen de energía que se acepta para cada unidad de compra y venta en cada periodo horario (cada hora). Con ello, se construye un *Programa Base de Casación*



para realizar un análisis de seguridad y poder resolver las restricciones técnicas en el suministro mediante la reasignación de demandas. Finalmente se conforma el denominado *Programa Diario Viable Definitivo*.

#### ii) El Mercado Intradía

Es un mercado de ajustes, en el que negocian los agentes del sector que hayan participado en la sesión del Mercado Diario o que hayan realizado un contrato bilateral físico, con el fin de realizar desvíos en la generación o en la demanda, con posterioridad a la fijación del Programa Diario Viable Definitivo. Este mercado se desarrolla en varias sesiones, donde los agentes acreditados pueden presentar ofertas de compra o venta de energía. Los resultados son analizados por el Operador Físico del Mercado, de modo de garantizar la seguridad en el sistema (en caso de que hayan infactibilidades físicas, el operador puede realizar procedimientos de gestión de desvíos). Luego, se obtiene un nuevo plan denominado Programa Horario Final. Al igual que en que el Mercado Diario, se obtiene un precio único para las transacciones de energía, correspondiente al precio marginal de cada sesión.

#### iii) El Mercado de Operación

Mercado gestionado por el operador físico del sistema y en él se transan todos los procesos que permiten llevar a cabo el control y la operación del sistema eléctrico en tiempo real, de modo de asegurar la continuidad y seguridad del suministro. Dichos procesos, denominados Servicios Complementarios, deben ser puestos a disposición de la operación del sistema por los agentes del mercado, entre los que se encuentran:

- *Regulación Primaria*: capacidad de corregir automáticamente los desequilibrios entre la generación y el consumo, mediante variaciones de potencia de centrales ante respuestas a variaciones de frecuencia, en un tiempo de hasta 30 segundos.
- *Regulación Secundaria*: capacidad de solucionar desequilibrios entre generación y consumo en plazos de 30 segundos a 15 minutos. Se remunera por conceptos de banda de disponibilidad y utilización de energía.
- *Regulación Terciaria*: capacidad de restituir la reserva de regulación secundaria cuando haya sido utilizada en un máximo de 15 minutos y mantenido en por dos horas seguidas.
- *Arranque Autónomo*: capacidad de algunos generadores de comenzar a funcionar sin necesidad de alimentación exterior en un tiempo determinado. Requerido en caso de perturbación detención del suministro.
- *Control de Tensiones*: conjunto de procesos sobre elementos de generación y transporte que permiten mantener las tensiones en los nudos de la red de transporte, dentro de los rangos que permiten mantener la seguridad y calidad del suministro.

#### iv) Mercado de Contratos Bilaterales Físicos

Mercado constituido por los agentes que concurren libremente al mercado a celebrar contratos bilaterales físicos, a través de los cuales los compradores pueden adquirir la energía que estimen convenientes para los días futuros.

#### b) Clasificación de la Demanda

Los consumidores finales están clasificados en dos tipos:

- Los *consumidores a tarifa*: son aquéllos suministrados por compañías distribuidoras locales a precios regulados (tarifa eléctrica integral) en base a perfiles de consumo<sup>2</sup>. Dicho suministro está garantizado, bajo condiciones y precios máximos fijados por una autoridad reguladora.
- Los *consumidores cualificados*: son aquéllos que pueden elegir libremente el suministrador y pactar el precio del suministro, lo que significa que pueden contratar en el mercado de producción o a través de contratos bilaterales la totalidad de su suministro o una parte de él, de manera directa o a través de un comercializador.

La Ley 54/1997 [ESPA54] dispuso una paulatina desregulación de la normativa que definía a los clientes cualificados. En el período que medió entre la entrada en vigencia de la Ley 54/1997 y el 1 de enero de 2003, el límite para poder optar para ser cliente cualificado fue disminuyendo tal como se muestra en la Tabla III-4.

Tabla III-4: Variación del límite para definir clientes cualificados

Fecha	Requisito para ser cualificado
1 / Enero / 1998	Consumo anual $\geq$ 15 GWh
1 / Enero / 1999	Consumo anual $\geq$ 5 GWh
1 / Abril / 1999	Consumo anual $\geq$ 3 GWh
1 / Julio / 1999	Consumo anual $\geq$ 2 GWh
1 / Octubre / 1999	Consumo anual $\geq$ 1 GWh
1 / Julio / 2000	Suministro a tensión $>$ 1 kV
1 / Enero / 2003	Todos los Consumidores

<sup>2</sup> Los perfiles de consumo permiten calcular el consumo de electricidad de consumidores que no poseen medidores horarios.

La Ley [Real00] estableció que a partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores de energía eléctrica cumplen con los requisitos para ser considerados cualificados.

Desde dicha fecha, los consumidores pueden mantener su contrato de suministro con su empresa distribuidora bajo una tarifa regulada o bien, contratar una empresa comercializadora de electricidad con un precio libremente pactado. Por otra parte, los clientes que opten por ser cualificados, pueden volver a ser regulados si lo desean (por un plazo de al menos de un año), poniéndose en contacto con su respectiva empresa de distribución local.

### III.2.2. Actividades en funcionamiento

Luego de la reestructuración introducida por la reforma en el sector eléctrico español se definen y desarrollan cuatro actividades [ESPA97]:

- *Generación:* es la producción de energía eléctrica, incluyendo la construcción y operación y mantenimiento de las centrales de producción. En algunos casos, esta actividad incluye la transformación de energía eléctrica y su transporte hasta la red de transporte respectiva.
- *Transmisión:* corresponde al transporte de energía eléctrica por la red interconectada, con el fin de suministrarla a los distribuidores o, en su caso, a los consumidores finales así como atender los intercambios internacionales.
- *Distribución:* se define como el transporte de energía eléctrica desde la red de transmisión hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad.

- *Comercialización:* actividad realizada por empresas comercializadoras que compran la energía en el mercado mayorista español, la transportan por las redes de transmisión y distribución y finalmente, la suministran a sus clientes en mercado libre.

Respecto de la competencia en el sector eléctrico español, el marco regulatorio actual permite el desarrollo de un régimen de libre competencia en la generación de electricidad y en el suministro a los clientes finales. Ello es permitido a través de la creación de un mercado liberalizado de electricidad, en el cual los precios son fijados según las opciones presentadas libremente por los agentes participantes: las ofertas son realizadas por los productores y las demandas son efectuadas por los consumidores cualificados, los distribuidores y los comercializadores.

Por otra parte, los segmentos de transmisión y distribución son actividades reguladas y monopólicas. El marco regulatorio actual liberaliza el uso de las redes, permitiendo el libre acceso de terceros a las redes de transporte a cambio del pago de tarifas de acceso que son fijadas por una entidad reguladora. Sólo se podrá denegar el acceso a la red en caso de que no disponga de la capacidad necesaria.

Para garantizar transparencia en el sector y evitar los vicios de la integración vertical, la Ley establece que las empresas eléctricas deben separar jurídicamente sus filiales que actúen en actividades reguladas de las que actúen en actividades no reguladas.

En la actualidad se permite que todos los usuarios finales puedan elegir libremente a su suministrador. Si se opta por la empresa distribuidora local, la tarifa es regulada, pero si opta por una empresa comercializadora el contrato se realiza libremente entre las partes.

### III.2.3. Agentes del sistema

En la Figura III-3 se muestra la estructura del sistema eléctrico de España.

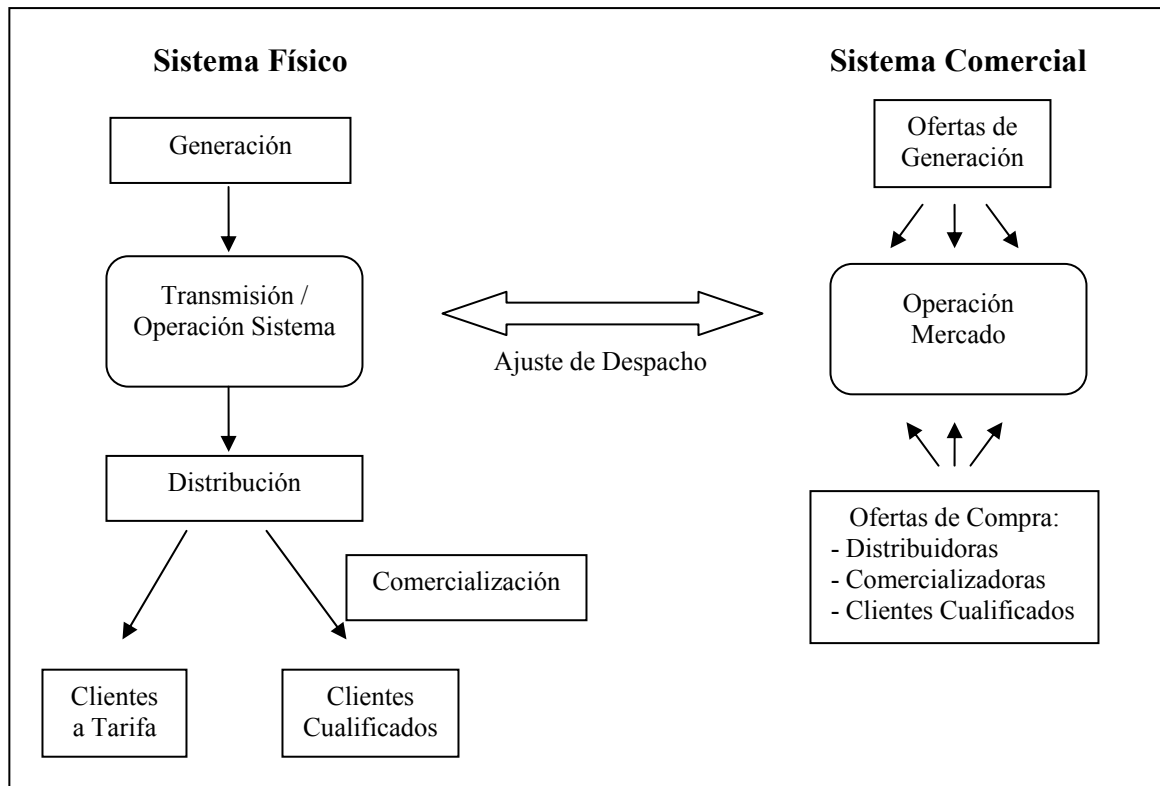


Figura III-3: Estructura Mercado Eléctrico Español

Los principales agentes del sistema eléctrico español son [Espa97] [Endesa]:

- **Productores de Energía Eléctrica o Generadoras:** empresas con centrales propias de producción de electricidad. Existen tipos fundamentalmente tres tipos de agentes:
- **Productores en Régimen Ordinario:** empresas que tienen la obligación de ofertar en el mercado mayorista, sometidos al proceso de mercado descrito.

- Productores en Régimen Especial: empresas que tiene un tratamiento económico diferenciado debido a la utilización de fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Para ellos es opcional ofertar en el mercado mayorista, pudiendo realizar sólo contratos físicos bilaterales. La remuneración de la energía depende de la tecnología de generación, mediante un mecanismo de “primas” o subsidio del Gobierno, que consiste en establecer la remuneración en función de un porcentaje de la tarifa media o de referencia, que se determina como el cociente entre los costos esperados y la demanda final esperada, estableciéndose un límite de variación anual de un 1.4% con posibilidad de incrementar un 0.6% por desviaciones.
- Productores Externos: empresas que producen la energía fuera del territorio español y la inyectan a las redes españolas a través de interconexiones internacionales.
- Distribuidoras: empresas encargadas, dentro de una zona geográfica determinada, de construir, mantener y operar la red de distribución, transportando la energía eléctrica hasta los usuarios finales. Además pueden ejercer funciones de comercialización, comprando electricidad en el mercado mayorista y suministrándola a los clientes finales, bajo la aplicación de una tarifa regulada.
- Comercializadoras: son entidades que compran la energía en el mercado mayorista español y la suministran a sus clientes en el mercado libre, a través del uso de las redes de transmisión y distribución.

- REE (Red Eléctrica Española): [REE] es la compañía responsable de la transmisión (transporte en alta tensión) y operación física del sistema eléctrico español. Entre sus funciones están:

Controlar y operar el sistema en tiempo real, garantizando la coordinación entre la generación de las centrales eléctricas y el transporte de energía, asegurando la continuidad y seguridad del suministro eléctrico.

Construcción, mantenimiento y ampliación de la red de transmisión.

Gestionar interconexiones internacionales y el respectivo tránsito de energía entre sistemas.

- OMEL (Operador del Mercado Eléctrico Español): [OMEL] es el operador económico del mercado eléctrico, que asume las funciones necesarias para realizar la gestión económica necesaria para el desarrollo del mercado de producción de electricidad. Es un ente independiente al resto de los agentes del sistema.
- CNE (Comisión Nacional de Energía): [CNEE] es el ente regulador de los sectores energéticos (electricidad e hidrocarburos). Sus objetivos son garantizar la competencia real en el sector energético y la objetividad y transparencia de su funcionamiento.
- UNESA (Asociación Española de la Industria Eléctrica): [UNESA] es una organización profesional de carácter sectorial, para la coordinación, representación, gestión, fomento y defensa de los intereses de las empresas eléctricas asociadas.
- Administración General del Estado: regula la organización y el funcionamiento del mercado de producción y además, establece la



regulación básica para todos los sectores determinando los requisitos mínimos de calidad y seguridad en el suministro de electricidad.

#### III.2.4. La comercialización en el sistema eléctrico español

La comercialización en el mercado eléctrico español es una actividad competitiva que tiene por objeto suministrar energía eléctrica a los consumidores cualificados que así lo deseen, entregando además los servicios asociados como medición y facturación. Los comercializadores pactan libremente con sus clientes el precio de la energía suministrada.

Para entrar al rubro [OMEL] de la comercialización se requiere poseer personalidad jurídica y contar previamente con la autorización administrativa por el organismo competente, verificándose previamente la capacidad legal, técnica y económica de la empresa que lo solicita. Por otro lado, el comercializador debe explicitar la zona geográfica específica donde desarrollará la actividad, no pudiendo desarrollar directamente actividades reguladas de transporte o distribución.

Legalmente, los comercializadores poseen obligaciones en relación con el suministro, tales como:

- Adquirir la energía necesaria para cumplir con las obligaciones contraídas con sus suministrados.
- Realizar los pagos a los agentes involucrados en el proceso de suministro.
- Llevar a cabo la medición de los suministros directamente o a través de la empresa de distribución correspondiente, preservando la exactitud de ella y la accesibilidad a los aparatos correspondientes, de acuerdo a la reglamentación.
- Utilizar políticas de uso racional de la energía.

Por otra parte, las empresas comercializadoras tienen derecho a facturar y cobrar por el suministro realizado a los clientes cualificados con que pactaron dicho suministro. Además, tienen el derecho a exigir que las instalaciones y receptores de los usuarios estén bajo las condiciones técnicas adecuadas, de modo de no provocar daños o deterioro en la calidad del suministro a otros usuarios.

El incentivo de la actividad de la comercialización radica en el aumento del margen del comercializador (MC), el cual se define como:

$$MC = T_f - (E + Ca + Pt + Cp + Cgc)$$

Donde:

- $T_f$ : Tarifa facturada y cobrada al usuario final.
- $E$ : Valor de la energía suministrada.
- $Ca$ : Costo total por acceso a las redes de transporte.
- $Pt$ : Peajes por uso de las redes de transporte.
- $Cp$ : Costos permanentes de la empresa comercializadora.
- $Cgc$ : Costos de gestión comercial.

Relevante es el caso de las energías renovables [Appa05]. El Gobierno de España espera aumentar sostenidamente la generación con energía renovables (ver Tabla III-5) y que al año 2010 el 12% de la generación de energía sea de fuentes limpias, bajo el argumento que el desarrollo de energías renovables reduce el grado de dependencia energética del sistema contribuyendo a la garantía y seguridad del suministro y tiene costos competitivos con centrales bajo los 50 MW.

Tabla III-5: Plan de Fomento para el año 2010

	2003 [MW]	2010 [MW]
Minihidráulica (< 10 MW)	476	594
Eólica	1.307	1.852
Biomasa	126	9.465
Biogás	120	150
Biocarburantes	65	500
Solar Fotovoltaica	7	19
Solar Térmica Baja Temperatura	45	336
Solar Térmica Alta Temperatura	0	180
Geotérmica	3	No establecido

En generación, la legislación que establece la distinción entre la producción de energía convencional y la producción con energías renovables. Estas últimas cuentan con un sistema de primas reguladas (subsidios gubernamentales) establecido para el régimen especial que pretenden fomentar el desarrollo de nuevas tecnologías (ver Tabla III-6) [Appa05]. Sin embargo, el crecimiento del sector de energías limpias, se ve afectado por las fluctuaciones horarias del mercado mayorista y por la inexistencia de un mercado a largo plazo o financiero en el sector eléctrico español, ya que un mercado a largo plazo ayudaría a reducir el riesgo por las fluctuaciones del mercado mayorista.

Tabla III-6: Precios para energías renovables establecidas para el año 2005.

	Primas como % de la tarifa media regulada
Minihidráulica (< 10 MW)	90%
Eólica	90%
Biomasa primaria	90%
Fotovoltaica $\leq$ 100 kW	575%
Fotovoltaica $>$ 100 kW	300%
Solar térmica alta temperatura	300%

En comercialización, son tres las empresas pioneras en la venta de energía verde: Electra Norte, Endesa e Iberdrola. Las primas reguladas que son pagadas por los consumidores finales, producen un precio mayor para la electricidad generada con estas tecnologías, lo que si se maneja eficientemente, creará un monto monetario

adicional para la comercializadora y al productor, lo que es un incentivo para ofertar dicha energía.

### **III.3. Caso Brasil**

#### III.3.1. Características Generales

El sector eléctrico de Brasil tiene su génesis en el año 1883 con la construcción de la primera central eléctrica en la localidad de Diamantina.

El sistema eléctrico brasileño se denomina Sistema Interconectado Nacional (SIN), el cual posee una potencia instalada de 77.321 MW (al año 2001), constituida por generación hidroeléctrica (86%), generación térmica (12%) y nuclear (3%) [ONS]. El SIN abastece al 97% de toda la población de Brasil y el resto es abastecido por sistemas aislados ubicados en las zonas amazónicas [PETR].

Hasta mediados de los años noventa, el sector eléctrico era un monopolio verticalmente integrado bajo el poder del Estado. Para asegurar la oferta de electricidad (necesaria ante el creciente desarrollo económico del país) se requería de inversiones urgentes en capacidad de generación y ampliación del sistema de transporte, inversiones que el gobierno no podía solventar por sí sólo. En 1993, el Decreto 915/93 permitió que capitales privados formasen consorcios para la construcción de centrales hidroeléctricas, lo que fue la antesala de una profunda reforma al sistema eléctrico brasileño [Leon05] [Price04] [Vieira99].

En 1996 se inició la reforma del sector a través del Proyecto RE-SEB (Reestructuración del Sector Eléctrico Brasileño) que conceptualiza al actual modelo. Dicho proyecto contemplaba el desenvolvimiento y expansión del sector mediante la integración de capitales privados y de nuevos agentes en la conformación de un mercado eléctrico mayorista, que en un comienzo fue

denominado MAE (sigla en portugués para *Mercado Atacadista de Energia Elétrica*), y que actualmente se conoce como Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), en donde el Estado actúa como orientador y fiscalizador de los servicios de energía eléctrica, permitiendo el desarrollo de competencia en ciertos sectores de la cadena de suministro.

La implementación de la reforma no estuvo exenta de problemas [Castro04] [Ariztia02] [Tessitore04], ya que las privatizaciones realizadas no inyectaron las inversiones suficientes para suplir el déficit de capacidad en generación y en transporte que arrastraba el Estado. Lo anterior, sumando a una aguda sequía provocó una gran crisis energética en el año 2002, la cual se tradujo en un recorte del 20% en el suministro de la energía eléctrica.

Actualmente, el sector eléctrico brasileño está bajo el marco regulador de la Ley 10.848 [Bras04], que da fin al proceso transitorio del Proyecto RE-SEB. Dicha Ley otorga transparencia al mercado de consumo energético actual y futuro, pues las adjudicaciones de proyectos se realizarán mediante licitaciones públicas para transar la energía existente y la llamada “energía nueva” (futura). Además, se establece la obligatoriedad de separación de las actividades de transmisión y generación, mientras permite que las distribuidoras comercialicen energía sólo en ambiente de contratos regulados, dejando la libre competencia para agentes comercializadores [REDE].

#### a) Mercado de Electricidad

La principal institución a cargo del funcionamiento del mercado eléctrico es la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) [Bras04] que es una persona jurídica de derecho privado cuyo objetivo es viabilizar la comercialización de la energía eléctrica dentro de Brasil. CCEE es una entidad sin fines de lucro, que actúa bajo la autorización, regulación y fiscalización de un organismo

dependiente del Estado (de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica o ANEEL) y un consejo de administración integrado por representantes de los segmentos de Generación, Distribución y Comercialización. Esta entidad fue creada en la culminación del proceso de transición y asume el manejo del MAE, conservando su funcionamiento original, pero eliminando los vestigios de las prácticas no competitivas y reguladas del período de transición.

El mercado de electricidad se desarrolla a través de tres formas básicas: Contratos por Licitaciones, el Mercado de Corto Plazo y el Mercado Financiero, que a continuación se detallan.

i) Los Contratos por Licitaciones

En base a los últimos cambios realizados en el mercado brasileño, todo consumo esperado (futuro) debe estar respaldado al 100% por contratos de capacidad. Debido a que las tarifas no consideran cargos por potencia, los consumos esperados deben estar respaldados mediante contratos entre quienes venden energía a usuarios finales (comercializadores y grandes clientes) y quienes la producen (generadores) para asegurar la inversión futura. Para aprovechar economías de escala, las licitaciones deben ser realizadas por los compradores de manera conjunta, pero mediante contratos individuales. Se reconocen dos tipos de licitaciones por abastecimiento:

- Licitaciones por Energía Existente: Licitaciones de la energía que será consumida en el futuro y que puede ser producida con la capacidad existente al momento de realizar la licitación.
- Licitaciones por Energía Nueva: Licitaciones que se realizan después de realizadas las licitaciones por energía existente y que pretenden cubrir la demanda futura que no se cubre con la

capacidad existente. Estos contratos permiten la inversión en el sector generación.

## ii) Mercado de Corto Plazo

En el Mercado de Corto Plazo o Mercado *Spot* se realizan transacciones de compra y venta de energía eléctrica, que sirven para ajustar la falta o exceso de la energía estipulada en los contratos bilaterales (licitados) revisados por CCEE [Bras04] [Trade] [CCEE]. Se define como mercado de subastas de corto plazo bajo la supervisión de CCEE, sin embargo, constituye un sistema de despacho por orden de mérito según costo marginal (precio *spot*).

Todas las transacciones en este mercado se realizan a precio *Spot* (costo marginal de la fuente de energía más cara utilizada para atender la demanda prevista a un determinado nivel de carga) determinado por un organismo central a través de modelos matemáticos que consideran la utilización de las fuentes de energía más económicas disponibles y el resguardo del almacenamiento global energético, de modo de aprovechar al máximo los recursos hídricos. Cabe señalar que los niveles de carga mencionados corresponden a niveles de consumos horarios definidos como: Período Pesado (de 18:01 a 21:01 horas), Período Medio (de 7:01 a 18:00 horas y de 21:00 a 24:00 horas) y Período Leve (de 00:01 a 7:00 horas).

El precio *Spot* es calculado antes y después de la operación efectiva, determinándose los precios *ex ante* y *ex post*. El precio *ex ante* es solamente una señal que permite a los agentes del mercado definir mejor sus decisiones. El precio *ex post* es el precio *Spot* real para ser usado en las transacciones del Mercado de Corto Plazo [PETR]. Los precios *Spot* comenzaron siendo calculados mensualmente, pero en la actualidad se realizan en cada período horario determinado por el operador del sistema.

El Mercado de Corto Plazo está subdividido en cuatro submercados, de acuerdo a las restricciones de operación que presenta el SIN, debido a la gran extensión del territorio brasileño. Estos submercados son definidos por regiones geográficas: zona Sudeste/Centro Oeste más sistema Enersul, zona Sur, zona Noreste y zona Norte.

### iii) Mercado Financiero

El Mercado Financiero es un mercado a futuro, donde la energía eléctrica es transada mediante papeles y no de manera física, permitiendo reducir los riesgos producidos por la volatilidad del precio en el Mercado *Spot*. El sistema brasileño es un sistema fundamentalmente hídrico, lo que hace que los precios *Spot* tengan una alta correlación con la hidrología, la que se transforma en una variable estocástica de corto plazo, influyendo sobre variaciones en el precio y aumentando significativamente la volatilidad del mismo.

Los consumidores no regulados pueden contar con un *mix* de productos ofrecidos por comercializadores en el Mercado Financiero, a través de los cuales pueden reducir los riesgos económicos dados por la volatilidad del precio *Spot*. A continuación se definen los servicios más relevantes transados en el Mercado Financiero [Duke]:

- *Contratos a término*: son acuerdos de compra y venta con fecha establecida para llevar a cabo la transacción física de la energía. No son negociados en la bolsa, existiendo obligatoriedad de su cumplimiento al vencimiento del contrato. Con este tipo de contrato, los agentes que participan eliminan las variaciones de los precios de la energía, pues lo fijan durante un período establecido.



- *Contratos de Futuros:* son acuerdos de compra y venta que especifican cantidad, calidad, fecha de vencimiento y lugar de entrega de la energía y son transados en la bolsa de valores. Sirven para reducir los riesgos en el largo plazo, funcionando más como protección para la empresa ante variaciones del precio y no como un seguro de suministro físico de energía.
- *Contratos de Opciones:* son contratos que especifican cantidad de energía y precio en una fecha específica, sin embargo permiten al comprador del contrato elegir si realiza el negocio o no. Estos contratos otorgan al comprador un derecho de compra en el futuro, pero no una obligación; mientras que el vendedor está obligado a vender, si el comprador ejerce su derecho. Los contratos de opciones reducen notablemente los riesgos del mercado, ya que sirven como “seguros” para los compradores, pues no están obligados a cumplir el contrato si las condiciones no son favorables.
- *Swaps:* transacciones puramente financieras, pues no otorgan la posibilidad de entrega física de la energía, es decir, las partes intercambian flujos financieros de ciertas características establecidas, sin un intercambio de activos.

b) Clasificación de la demanda

La demanda de energía eléctrica se clasifica según el tipo de cliente, quien puede ser libre o regulado. Las características de cada tipo son:

- *Cliente Libre:* consumidor que puede escoger a su empresa suministradora, negociando ventajas en precio, producto y servicios. La legislación establece que un consumidor puede ser cliente libre si tiene una potencia conectada

mayor a 3MW (reducción a 1MW durante año 2006). Estos clientes pueden participar activamente en el Mercado de Corto Plazo o bien, ser representados por agentes generadores o empresas comercializadoras. Cabe señalar que existe un grupo de consumidores reconocidos como clientes libres con sólo 500 kW de carga, debido a que son atendidos íntegramente con fuentes alternativas de energía (pequeñas centrales Hidroeléctricas, generadoras con biomasa, eólicas y fotovoltaicas). Por otra parte, los consumidores libres pueden optar por ser clientes regulados, formalizando un contrato regulado con el agente de distribución local [BraD5163].

- *Consumidores Regulados:* son aquéllos consumidores que no alcanzan el límite de potencia de 3MW (reducción a 1MW durante año 2006). Estos clientes son abastecidos por empresas distribuidoras o comercializadoras a precios regulados por la entidad competente. [Duke].

### III.3.2. Actividades en funcionamiento

En la actualidad en el sector eléctrico brasileño se distingue cuatro actividades [Duke] [Trade] [Pinguelli98]:

- *Generación:* segmento referido a todas las actividades de producción de energía (tanto hidroeléctricas, térmicas u otras fuentes alternativas), incluidas a importaciones. Este segmento se divide en Operación (instalaciones relacionadas con el abastecimiento de demanda en cada instante con los recursos disponibles) y Expansión (inversión en capacidad para abastecer demanda futura). Esta actividad se considera de servicio público, por lo que está sujeta a la obtención de autorizaciones y licencias para operar (en el caso de las generadoras hidráulicas requieren concesiones por el uso de las aguas).

- *Transmisión:* segmento que abarca todas las actividades de transporte en alta tensión de energía desde las centrales de generación hasta los grandes centros de consumo. Actividad completamente regulada, que debe cumplir con procedimientos establecidos para la operación, programación, despacho, interconexión y uso del sistema. La actividad se remunera a través de los costos de transmisión, cuyo límite máximo está definido por la regulación vigente.
- *Distribución:* segmento que reúne las actividades de transporte de la energía desde las redes de alta tensión hasta los consumidores finales. Quienes realizan esta actividad, pueden vender energía sólo a los consumidores regulados.
- *Comercialización:* segmento creado con la reforma introducida en el sector, se encarga de todas las actividades de compra y reventa de energía a los consumidores finales y pueden suministrar energía a consumidores regulados (a tarifa regulada).

El sector eléctrico brasileño se encuentra en una etapa de transición hacia la completa libre competencia. Dicha transición comenzó con la reforma que cambió el completo control estatal por desintegración vertical y que permitió la entrada de nuevos agentes al sector, introduciendo la competencia en las actividades de generación y comercialización, manteniendo regulado sólo el transporte de energía (transmisión y distribución). Al momento de realizar la reforma se especificó la existencia del sector de comercialización encargado de suministrar la energía a clientes libres como regulados.

La competencia favoreció la reducción de los costos y aumento de la eficiencia, lo que se traspa en parte al consumidor final. Todas las empresas de generación,

transmisión, distribución y comercialización de energía deben operar en forma separada y desintegradas verticalmente. En caso de existir algún tipo de verticalización en segmentos no adyacentes de la cadena de suministro eléctrico, existe obligación de separar los estados financieros, de modo de mantener el ambiente competitivo y transparente.

Para favorecer a la libre competencia en generación y evitar prácticas indebidas en el uso de las actividades reguladas de transporte, se permite el libre acceso a las líneas de transporte, es decir que cualquier agente puede transportar su energía, pagando una tarifa por el uso de la línea de transporte.

Sin embargo, la competencia (donde es permitida) todavía no es completa. En el caso particular de la comercialización se requiere la liberalización del mercado para que la competencia de esta actividad alcance a todos los sectores, entendiendo liberalización del mercado como la eliminación del límite para que los consumidores puedan calificar como clientes libres.

### III.3.3. Agentes del sistema

La Figura III-4 muestra la estructura física y comercial del sistema eléctrico brasileño.

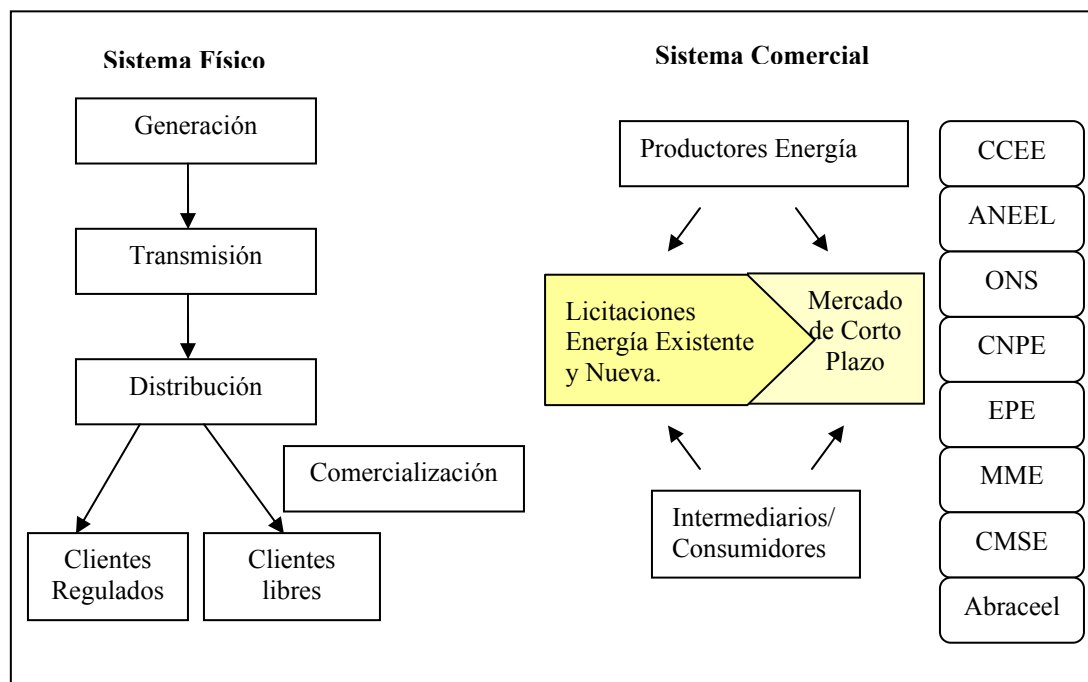


Figura III-4: Esquemas físico y comercial del sistema eléctrico brasileño.

Diversos agentes participan activamente del mercado, tanto en las transacciones de energía como en la operación, fiscalización y regulación del sector. Los principales agentes son:

- CCEE (Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica): entidad privada formada por agentes representantes de todos los segmentos del sector (excepto de Transmisión), para definir las reglas y procedimientos de los mercados comerciales. Son agentes de CCEE:

Los generadores nacionales, importadores y exportadores que acrediten capacidad instalada o niveles de intercambio (según sea el caso) mayores a 50 MW.

Los concesionarios autorizados a distribuir energía eléctrica con un volumen comercializado superior a 500

GWh/año respecto del año anterior, cuando no adquieran la totalidad de la energía a tarifa regulada.

Los consumidores libres.

- ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica): organismo estatal, pero que funciona de manera independiente al gobierno, es responsable de toda la reglamentación reguladora del sector eléctrico. Entre sus funciones está la adjudicación de concesiones y la autorización para las exploraciones, además de la fiscalización de los servicios entregados, de modo que se respeten la calidad establecida y los derechos del consumidor.
- ONS (Operador del Sistema Eléctrico): organismo privado sin fines de lucro, responsable de la operación centralizada y coordinada del sistema eléctrico (generación y transmisión). Además está encargado de viabilizar la expansión de los sistemas de transmisión a mínimo costo, bajo la fiscalización y la regulación de ANEEL. Está constituido por:
  - miembros asociados: representantes de centrales generadoras que son despachadas centralizadamente, agentes de transmisión y distribución, agentes importadores y exportadores y consumidores libres conectados a la red;
  - miembros participantes: consejos de consumidores y representantes de generadoras que no despachan centralizadamente y distribuidores con demanda bajo los 500GWh/año.
- Generadoras de Energía: empresas que producen energía. Se pueden clasificar en: generadores de energía, productores

independientes de energía (PIEs), autoprodutores de energía (que por lo general, producen toda la energía que consumen) y empresas importadoras y exportadoras.

- Transmisoras: empresas de transporte, monopolios regionales regulados. No tienen participación en el Mercado de Corto Plazo.
- Distribuidoras: monopolios locales para distribución de energía. Pueden vender energía a clientes sometidos a regulación (poseyendo una filial comercializadora).
- Comercializadoras: empresas de compra y venta de energía que pueden negociar con clientes libres y que deben suministrar energía a clientes regulados a tarifa regulada.
- CNPE (Consejo Nacional de Política Energética): Entidad gubernamental que define la política energética nacional, de modo de garantizar la existencia del marco político necesario para asegurar el suministro energético.
- MME (Ministerio de Minas y Energía): Organismo gubernamental responsable del manejo, administración y entrega de permisos de uso de los recursos energéticos, geológicos y minerales de Brasil.
- EPE (Empresa de Búsqueda Energética): Organismo responsable de la proyección de la expansión de los sistemas de generación y transmisión. Se remunera principalmente a través de pagos que entregan las distribuidoras.
- CMSE (Comité de Monitoreo del Sistema Eléctrico): comité que evalúa permanentemente la continuidad y seguridad del suministro energético en todo el país.

- Abraceel (Asociación Brasileña de Agentes Comercializadores de Energía): organización que reúne los agentes comercializadores para contribuir con el gobierno a la reglamentación sectorial.

#### III.3.4. La comercialización en el sistema eléctrico brasileño

El segmento de comercialización competitiva de energía eléctrica fue introducido en el sistema brasileño junto con la reforma comenzada a mediados de la década de los noventa [Trade].

El comercializador [BraR265] es un agente que debe contar con autorización de ANEEL y que puede realizar diversas actividades de servicios en el sector energético brasileño tales como:

- Compra y venta de energía eléctrica a generadores, distribuidores, consumidores libres y otros comercializadores.
- Comprar energía a nombre propio en el mercado libre.
- Representar a otros agentes interesados en participar en el mercado libre.
- Intermediar en las negociaciones entre un vendedor y un comprador utilizando sus conocimientos del mercado.
- Ofrecer servicios asociados al suministro de energía, dependiendo de los requerimientos del consumidor.
- Actuar como consultor analizando iniciativas de negocios y sus riesgos.

Los comercializadores negocian con los agentes libres estipulando los acuerdos en contratos bilaterales firmados en el escenario de contratación libre otorgado por CCEE, quien debe llevar registro de todos los movimientos realizados [Bras04]. Cabe señalar que CCEE además recibe la información sobre las necesidades de mercado de todos los consumidores libres y regulados para determinar, en conjunto con ANEEL, si es satisfecha la demanda eléctrica total.



El segmento de comercialización tiene la posibilidad de ofrecer precios atractivos a los clientes libres, ya que puede comprar energía a precios bajos obtenidos con contratos al por mayor y mediante el acceso al mercado financiero.

Sobre la comercialización inciden factores (costos de transporte y de conexión) que son externos a la transacción misma de energía, pero que afectan la disposición de los clientes a realizar los contratos.

Los costos de transporte son legalmente responsabilidad del consumidor final, ya que el transporte se considera un servicio separado de la energía misma que es entregado por una empresa diferente a la comercializadora. Si no se ha pactado algo diferente, el consumidor libre final puede recibir facturaciones distintas según empresa, por el servicio respectivo recibido.

La energía comercializada requiere de transporte por la red básica de alta tensión y en algunos casos, y transporte por la red de baja tensión. Para los contratos libres los costos de transporte para los agentes libre se calculan con base en criterios fijados por ANEEL y son [BraD152]:

- Tarifa por uso de la red de Transmisión (TUST): es pagada por los agentes que se conecten directamente en la red básica de alta tensión. La tarifa a pagar es definida por ANEEL y reajustada anualmente según las variaciones de la inflación y las rentas anuales permitidas para las concesionarias de transmisión, establecidas en reglamentos.
- Tarifa por el Uso de la red de Distribución (TUSD): es pagada por los consumidores libres que se conecten a la red e indirectamente por los consumidores regulados a través de las tarifas reguladas. La tarifa es definida por ANEEL y reajustada anualmente considerando la variación de los componentes utilizados en el cálculo.

Por otra parte, están los costos de conexión establecidos anualmente por ANEEL que tienen por objetivo cubrir gastos con las instalaciones de conexión e implantación de sistemas de medición. Estos gravámenes de conexión se refieren a los valores pagados a los agentes de la transmisión y deben ser contratados por los consumidores finales. Al igual que los costos de transporte, los costos de conexión también inciden en la negociación por venta de energía entre los consumidores y los comercializadores.

El sector eléctrico brasileño ha hecho un notable esfuerzo en cambiar completamente el modelo operacional y económico del sector en unos pocos años. Sin embargo, la reglamentación legal aún está siendo mejorada, ya que en la actualidad todavía existen vacíos que alteran el espíritu del modelo, dificultando la consolidación del régimen jurídico que regula al sector.

A pesar de ello, la aparición de los comercializadores en el sector brasileño entregó beneficios para los consumidores, pues generaron una estabilización de los precios competitivos por períodos de tiempo dados por los contratos, sin transferir la volatilidad de los precios *Spot* a los consumidores finales.

### **III.4. Caso Noruega**

#### III.4.1. Características Generales

El sistema eléctrico noruego [Aguste99] [CRE03] [CRE04] [Carlsson99] [Rothwell03] tuvo sus orígenes a finales del siglo XIX, cuando se instalaron las primeras plantas de generación eléctrica en ese país, bajo la propiedad de los municipios locales.

Hoy, Noruega posee un sistema fundamentalmente hidráulico (99%), aunque también cuenta con plantas termoeléctricas y una pequeña planta de generación eólica de 13MW. Noruega ostenta un consumo promedio total anual de 118 TWh (año 2003), siendo el país que posee el mayor consumo eléctrico *per cápita* del mundo (25.000 KW/hora *per cápita* anual).

Hasta 1990, el sistema eléctrico noruego fue un sistema totalmente centralizado y estatal, que evidenciaba una importante falla: gran diferencia temporal y regional de los precios de la energía. A inicio de la década de los noventa, Noruega comienza una profunda reforma al sistema eléctrico con la publicación del Acta de Energía (1991), que permite la liberalización del sector en los ámbitos de generación y suministro de energía eléctrica.

La reforma introducida por el Acta de Energía permitió la entrada de la competencia, aunque sin privatización total de la industria eléctrica ni la disolución de conglomerados. No se obligó al cambio de propiedad de las empresas debido a que la idea fundamental era la desagregación de funciones (respetando los monopolios naturales de transporte), por lo que se estableció contabilidades separadas entre actividades competitivas y reguladas.

La reforma crea el Mercado Común Noruego (*Statnett Marked*) que fue un mercado abierto a todos los agentes del mercado que cumplieran con los requerimientos para participar del intercambio de energía. En 1996, el *Statnett Market* se abrió para incluir la totalidad del mercado eléctrico de Suecia (que siguió los pasos reformistas de Noruega), pasándose a denominar *Nord Pool*. En la actualidad, el *Nord Pool* permite la participación de empresas eléctricas de Finlandia y Dinamarca, sin embargo en estos dos países existen mercados nacionales de ajuste separados del *Nord Pool*.

a) El Mercado Mayorista Eléctrico Noruego

El mercado eléctrico noruego, como ya se mencionó, se conoce como *Nord Pool* y se define como un mercado abierto, que integra las necesidades y producción energética de Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca. Este mercado es guiado por un grupo comercial llamado *Nord Pool ASA*, quien es neutral frente a las transacciones del mercado, pero debe preocuparse de la operación comercial (balance de ventas y compras) del *Nord Pool*. En el *Nord Pool* se distingue tres mercados, tal como muestra la Figura III-5 [Nord].

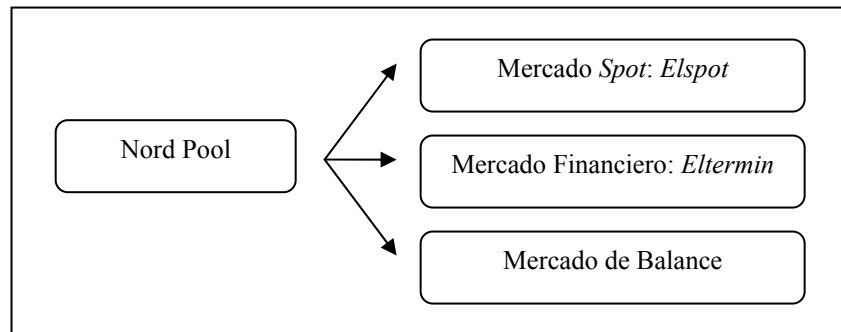


Figura III-5: Estructura *Nord Pool*.

i) Mercado *Spot*

El Mercado *Spot* [Nord03] [Nord] [Rothwell03], llamado *ElSpot*, es un mercado del tipo *Power Exchange* donde se transa físicamente la energía. Este mercado está regulado y es operado por la empresa *Nord Pool Spot AS*. El *ElSpot* es de propiedad compartida de los operadores del sistema de transmisión de los países que participan en el *Nord Pool* (con 80% de propiedad, dividida en partes iguales entre las empresas Svenska Kraftnät de Suecia, Fingrid de Finlandia, Eltra y Elkraft Systems de Dinamarca y Statnett de Noruega) y del grupo *Nord Pool ASA* (con 20% de propiedad).

*ElSpot* es el mercado físico de energía que se define como mercado “del día siguiente”, porque en él se realizan contratos horarios diarios para ser despachados al siguiente día. La energía es transada a un precio que se determina hora a hora durante todos los días y que se denomina precio *Spot*, el cual es el mismo para todos los despachos físicos de energía que se realicen en todos los países que pertenecen al *Nord Pool*.

El precio *Spot* se determina a través de las curvas de oferta y demanda que se construyen en base a las ofertas realizadas por los participantes en cada hora del día. Las ofertas entregan información sobre la cantidad de la energía y del precio al que se quiere vender o comprar; las ofertas realizadas son secretas, es decir ningún otro participante (a excepción del operador del mercado) conoce cuales son las necesidades de compra o venta de energía del resto. Luego del cierre de recepción de ofertas, el *Nord Pool Spot AS* reúne la información y realiza un grafico de casación por hora, donde aparecen las curvas de la demanda agregada y la oferta de abastecimiento agregada. El punto de equilibrio de las curvas corresponde al precio *Spot* del sistema. El precio *Spot* puede variar de una hora a otra, pero se mantiene fijo por toda una hora.

El sistema de determinación de precios, indica cual es el despacho de energía que se realizará. Sin embargo, el método no toma en cuenta las capacidades físicas de las líneas de transmisión, por lo que normalmente ocurre un fenómeno de congestión denominado “cuello de botella”. Para solucionar el problema se divide la región del *Nord Pool* en zonas con distintos precios *Spot*, denominadas *Zonal Pricing*, según las capacidades físicas de las líneas de transmisión.

Cabe señalar, que en Finlandia y Dinamarca opera un mercado de ajuste, denominado Elbas, que funciona después del cierre del ElSpot, pero que donde Noruega y Suecia no tienen participación.

#### ii) Mercado Financiero

El mercado financiero [Roth03], llamado *Eltermin* es un mercado de futuros, donde puede ser transformado en dinero un volumen específico de energía, con precio y fecha de vigencia negociados, con ello, este mercado permite manejar los riesgos inherentes al mercado de la electricidad y la volatilidad del precio *Spot*, entregando liquidez a quienes participan del comercio de contratos. Este mercado no garantiza el despacho físico de la energía.

Los contratos transados en este mercado son negociados semanalmente y cada contrato puede tener una vigencia de hasta tres años. Los principales tipos de contratos son, Opciones de tipo *Call* (opciones de compras) y de tipo *Pull* (opciones de venta), Futuros y contratos *forwards*. Los términos de los contratos de futuros y opciones (por definición) son establecidos por el mercado, mientras que las condiciones estipuladas en los contratos *forwards* son establecidos directamente por las partes que los suscriben.

#### iii) El Mercado de Balance

Este mercado [Rothwell03] es atendido por el operador físico del mercado regional, que permite asegurar el balance en tiempo real entre la generación y el consumo de energía eléctrica. Este mercado utiliza la información enviada sólo por los generadores. El operador físico elige por orden de mérito las ofertas de generación que serán despachadas. Este mercado sólo opera cuando

es requerido. Este mercado es distintivo para cada zona del *Nord Pool* [Stat] [Nord].

b) Clasificación de la demanda

Los consumidores finales se clasifican según el uso final que darán a la energía recibida. Se distingue entre [Roth03]:

- *Consumidores Industriales*: consumidores que requieren energía para cualquier fin industrial (producto o servicio) con consumo anual mayor o igual a 400MWh.
- *Consumidores Residenciales*: consumidores que requieren energía con consumo familiar (menor a 400MWh anuales). Pagan tarifa regulada en base a perfiles de consumo.

III.4.2. Actividades en funcionamiento

En el sector eléctrico noruego se reconocen cuatro actividades:

- *Generación*: segmento dedicado a la producción de energía eléctrica, principalmente a través de plantas de hidroelectricidad. Es un sector competitivo que permite la entrada de nuevos participantes, aunque con gran presencia estatal (75% del mercado), aunque el Estado participa sin regalías en el mercado competitivo. Quienes conforman este segmento deben interconectarse a la red de transporte y participar del mercado mayorista, cuando la producción no sea de consumo propio.
- *Transmisión*: segmento monopólico completamente regulado. Actividad a cargo del transporte de electricidad a alta tensión por redes interconectadas y es conformada por una organización

estatal (Statnett) que es la operadora del sistema y por otras 40 empresas privadas dueñas de redes de pequeñas secciones. A través de esta red se realizan los muchos intercambios internacionales que realiza el mercado eléctrico noruego.

- *Distribución:* segmento de transporte de la energía eléctrica a nivel de redes regionales (media tensión: 60 a 132 kV) y de redes locales (baja tensión: sobre 22kV). Actividad regulada, cada empresa posee un monopolio geográfico, presentando una alta participación estatal a través de los municipios.
- *Comercialización:* actividad de suministro de energía que puede ser ejercida tanto en el mercado mayorista (comprando y vendiendo energía y servicios financieros) como en el minorista (vendiendo energía a los consumidores finales y servicios asociados).

La competencia está permitida en las actividades de generación y comercialización. Como es usual, el transporte de electricidad sigue siendo actividad monopólica y regulada.

La desintegración vertical no fue exigida a los agentes del mercado, a excepción del organismo estatal (Statkraft) que estaba a cargo de la transmisión y de la generación previa al Acta de energía. Statkraft se dividió en Statnett como empresa transmisora y en Statkraft como empresa que compite en el nuevo mercado de generación. Sin embargo, a pesar de que no se exige desintegración vertical formal, si se exige a las empresas mantengan contabilidades separadas entre las actividades monopólicas y las competitivas que ejercen.

Para garantizar la competencia en los sectores donde es permitida, las redes de transporte funcionan bajo los principios de “*common carrier*” y del *third party*



*access* que permite el libre acceso de terceros a las redes, mediante un pago de peajes por el uso.

Al contrario de otros casos internacionales con la reforma el Estado no perdió su participación en el mercado. Si bien, se privatizaron algunas empresas, el Estado participa en la actualidad como un agente competitivo más, dentro del mercado eléctrico noruego.

### III.4.3. Agentes del sistema

En el sistema eléctrico noruego participan diversos agentes en conformación del sector, como se muestra en la Figura III-6 [Aguste99] [Stat]:

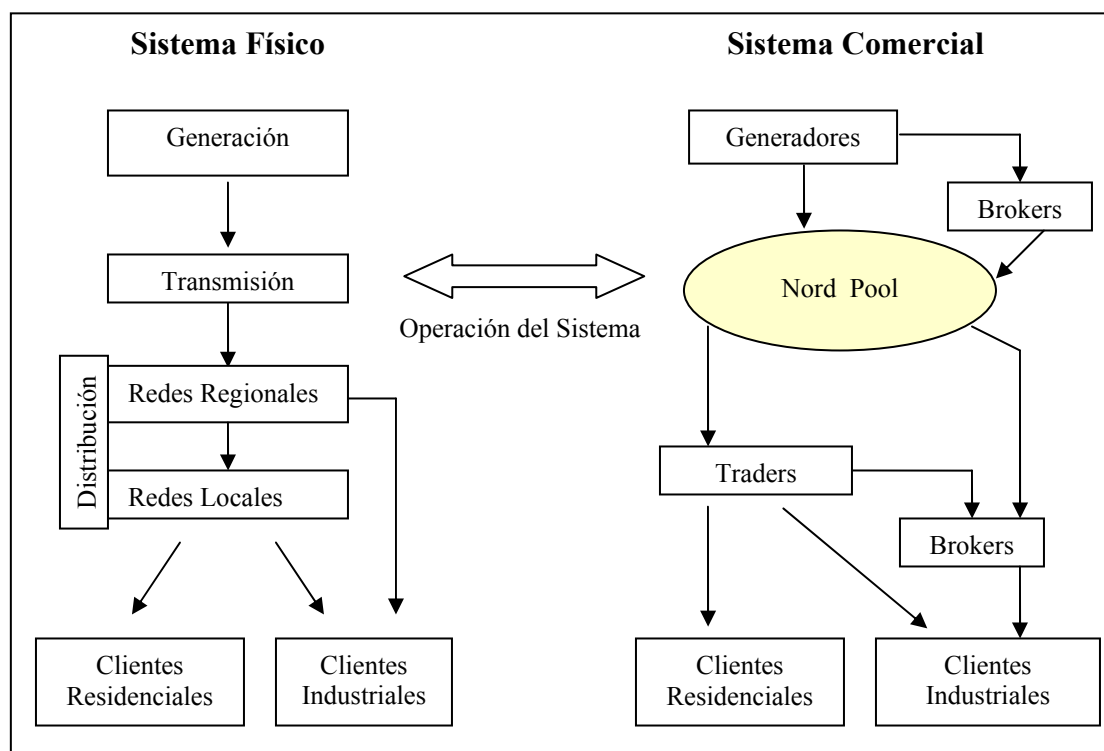


Figura III-6: Estructura Física y Comercial del Sistema Eléctrico Noruego.

Los agentes involucrados son:

- *Statnett*: es el operador del sistema de transmisión de electricidad de Noruega. Es un organismo estatal propietario mayoritario (84%) de las redes de alta tensión (denominadas *Highways*) que permiten el transporte de energía entre regiones. Este organismo es responsable del desarrollo, mantenimiento y operación técnica de la transmisión nacional y de las conexiones internacionales. Es un ente neutral, que debe procurar mantener el balance de consumo y producción de energía dentro del mercado noruego y coordinar los intercambios de energético internacional, de modo de asegurar el buen funcionamiento de la red y el abastecimiento de los requerimientos de energía.
- NVE (*Norwegian Water Resources and Energy Administration*): es una institución estatal encargada de la regulación y entrega de licencias en el sector eléctrico noruego. Entre sus funciones principales están: asegurar que las tarifas de transporte reflejen el costo de operación, mantenimiento y expansión eficiente de la red, controlando el desempeño de las actividades monopólicas y entregar licencias para comercializar energía y construcción de nuevas plantas.
- Productores de Energía: empresas generadoras de energía, que en su gran mayoría poseen estaciones hidroeléctricas. Cabe señalar que un pequeño porcentaje (1%) de la energía se produce con otras fuentes de energía como térmica y eólica. El mayor y más conocido productor de energía de noruega es la empresa Statkraft de origen estatal.
- Empresas de Distribución: las empresas de distribución se clasifican en dos tipos, según las redes de distribución que poseen:

Redes regionales (denominadas *County Roads*): redes que transportan la energía eléctrica desde las redes principales (*highways*) hasta las redes locales.

Redes locales (denominadas *Local Roads*) son las que continúan el transporte de la energía, a bajo voltaje hasta el usuario final. Las empresas propietarias de una *Local Road* están obligadas a entregar la energía física a los consumidores de su área, independiente del suministrador contratado.

- Comercializadoras: Empresas de suministro de energía eléctrica. Pueden participar tanto del mercado mayorista (comprando y vendiendo grandes volúmenes) como del mercado minorista (vendiendo energía a los consumidores finales. Se reconocen dos tipos de comercializadores:

*Brokers*: ayudan a establecer el contacto entre compradores y vendedores, no tomando posesión de la energía transada.

*Traders*: compran y revenden energía.

- OED (Ministerio de Petróleo y Energía): es el organismo representante del gobierno y el propietario del Statnett.
- Transmisores minoritarios: compañías que poseen redes de alta tensión, pero que operan en bajo la completa coordinación de Statnett.
- Mercado *Nord Pool ASA*: Mercado de compra y venta de energía de los países escandinavos (Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca). Está presente con tres mercados: Mercado *Spot* (*ElSpot*), Mercado Financiero (*Eltermin*) y Mercado de Balance.

#### III.4.4. La comercialización en el sistema eléctrico noruego

La actividad de comercialización en el mercado eléctrico noruego es una actividad competitiva que se desarrolla tanto a nivel de mercado mayorista como a nivel de suministro al cliente final. Esta actividad es desarrollada por dos tipos de agentes que fueron introducidos al mercado con la promulgación del Acta de Energía:

- *Traders*: agentes que suministran energía a usuarios finales y se hacen cargo de los servicios asociados.
- *Brokers*: agentes intermediarios que ayudan en la negociación de contratos entre compradores y vendedores, pero no se hacen parte del suministro real de la energía.

Los *Brokers* son entes que se mueven independientemente, buscando ofrecer sus conocimientos a aquellos agentes que requerían ayuda para operar en el mercado. Es así como los *Brokers* actúan en el mercado mayorista como representantes de algunos generadores y de consumidores industriales. Estos últimos requieren de un representante tipo *Broker* para poder acceder directamente al mercado del *Nord Pool*.

Los *Traders* son empresas de suministro de energía que pueden tener contacto con todo tipo de consumidor final. Cabe señalar, que en el sector eléctrico noruego, la mayoría de las empresas distribuidoras también desarrolla actividades de comercialización (tipo *Trader*) compitiendo con el resto de *Traders* del mercado. En el caso de que una Distribuidora esté integrada con una comercializadora, se deben llevar contabilidades separadas de las actividades.

Todos los usuarios (industriales como residenciales) pueden elegir quien es su suministrador o empresa comercializadora (*Trader*), incluso si la comercializadora está fuera del área de concesión (desde 1995, la empresa suministradora no debe

pagar cargos por suministrar fuera del área de concesión). Los usuarios pueden cambiar de empresa comercializadora semanalmente (cada lunes) simplemente enviando un sencillo formulario electrónico y sin pagar ningún cargo por el cambio. Resulta interesante notar, que desde que se abolió dicho cargo en 1998, el número de consumidores que cambian de comercializador aumentó considerablemente (100% anual de aumento del número de cargos).

Las empresas suministradoras tienen obligación de generar las condiciones necesarias para que el usuario de las redes pueda cambiar de suministrador sin problemas. Además, las suministradoras no pueden discriminar a ningún usuario, ofreciendo tarifas iguales en iguales condiciones (las variaciones no se pueden deber al usuario sino a ajustes estipulados en contrato como diferencias en periodo de uso, calidad de servicio, entre otros).

La forma de cobrar la energía suministrada es diferente según el tipo de usuario. Todos los consumidores que tengan un consumo anual sobre los 400 MWh, deben poseer un medidor horario para poder garantizar la transparencia en las cobranzas.

En el caso de los consumidores con menos de 400 MWh de consumo anual, se utiliza un método denominado Perfil de Carga, que permite la no utilización de medidores horarios de energía, sino medidores simples de energía. El método consiste realizar una estimación de carga (consumo) del cliente residencial, considerando donde vive y realizando unas pocas lecturas de medidores simples. El método anterior facilita al consumidor residencial cambiarse de suministrador sin problemas.

En el precio al usuario final, el comercializador debe incluir los costos de la energía suministrada, además de la medición, la facturación y los servicios relacionados con la venta y por los requerimientos extras pedidos por el cliente. Se

entiende por energía suministrada como la energía consumida medida más las pérdidas estimadas [NVE99].

Los precios de la comercializadoras desde la introducción de la competencia en comercialización, han sido bastante favorables a los consumidores, estabilizándose la influencia del precio *Spot* en el precio del consumidor final.

### **III.5. Resumen Comparativo de Casos Internacionales**

A continuación se presenta un cuadro que resume las principales características consideradas más relevantes de cada sistema eléctrico estudiado.

	Colombia	España	Brasil	Noruega
Tipo Mercado Mayorista	Bolsa de Energía y Contratos Bilaterales.	Mercado Diario (día siguiente) e Intradiario y Contratos Bilaterales.	Contratos por licitaciones de largo plazo y mercado de corto plazo.	Power Exchange (abierto a otros países: NordPool), mercado del día siguiente, de balance y mercado financiero.
Actividades Reconocidas	Generación (G), Transmisión (T), Distribución (D) y Comercialización (C).	Generación (G), Transmisión (T), Distribución (D) y Comercialización (C).	Generación (G), Transmisión (T), Distribución (D) y Comercialización (C).	Generación (G), Transmisión (T), Distribución (D) y Comercialización (C).
Actividades monopólicas reconocidas	Transmisión y Distribución.	Transmisión y Distribución.	Transmisión y Distribución.	Transmisión y Distribución.
Tipo de integración vertical	Sólo puede existir integración vertical entre G/C y D/C. Ninguna empresa puede tener más del 25% del mercado en ningún segmento competitivo.	Separación jurídica de filiales que actúen en actividades reguladas (monopólicas) de las no reguladas.	Sólo puede existir integración vertical entre G/C y D/C, con separación de estados financieros.	No se exige desintegración vertical, sólo se requieren separación de estados financieros.
Condición para ser cliente libres	Potencia Conectada mayor a 0,1 MW	Todos los consumidores pueden optar por ser clientes libres.	Potencia conectada mayor a 3 MW.	Consumidores industriales con consumo mayor o igual a 400MWh/año.
Tipo tarificación clientes regulados	Tarifa Regulada establecida por CREG.	Perfiles de consumo.	Tarifa Regulada establecida por ANEEL.	Perfiles de consumo.
Mercado potencial para comercializadores	Clientes libres (precio libre) y regulados (a tarifa regulada).	Sólo clientes libres.	Clientes libres (precio libre) y regulados (a tarifa regulada).	Clientes libres (precio libre) y regulados (a tarifa regulada).

Tabla III-7: Cuadro Resumen Comparativo de Casos Internacionales.

## **IV. EL COMERCIALIZADOR Y LA COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO**

En el presente capítulo se especifican qué condiciones posee el mercado eléctrico chileno (limitaciones y espacios) para introducir la comercialización competitiva, tomando como referencia las condiciones teóricas especificadas en el capítulo II. Se proponen los cambios regulatorios necesarios para poder estimar, en el siguiente capítulo, los efectos económicos de implementar la comercialización competitiva.

### **IV.1. Oportunidades de incrementar la competencia**

El mercado chileno cuenta con espacios donde la competencia no ha tenido cabida hasta hoy. El único segmento donde la competencia real entre agentes es permitida es en generación, aunque la metodología implementada por el CDEC regula fuertemente cómo se desenvuelve la competencia.

La competencia en el segmento de transmisión no está permitida y continuará siendo un segmento monopólico, cuyo único propósito sea el transporte de energía sin participación alguna en los otros segmentos, de modo de no generar incentivos que alteren la igualdad de acceso del resto de los agentes.

Considerando lo anterior, un importante paso para resguardar la competencia en generación fueron las reformas legales que prohibieron la integración vertical entre los segmentos de generación y transmisión que provocaron la venta obligada de la empresa transmisora Transelec, la cual hasta el año 2001 fue filial del principal generador del país, ENDESA.



Cabe realizar la misma pregunta que llevó la separación de la transmisión de la generación, mediante la creación de Transelec: ¿es posible permitir la competencia en el sector distribución?

A la luz de los casos estudiados resulta evidente que a nivel de distribución y suministro eléctrico en el mercado chileno, a pesar de la evaluación de los costos mediante *Yardstick Competition*, todavía la brecha es grande para alcanzar la competencia real.

Según Fischer *et al.* [Fischer03], cambios adicionales podrían aumentar la competencia en el sector distribución. Si existieran peajes claros sólo por el uso de las redes de distribución, podrían surgir empresas comercializadoras de energía eléctrica que compitan en el abastecimiento de los clientes, incluyendo los que actualmente son regulados. Si bien el regulador tendría la obligación de fijar los peajes, enfrentaría presiones contrapuestas (de los dueños de las redes y de los comercializadores), a diferencia de lo que ocurre actualmente en que, al fijar las tarifas de distribución, sólo existe la presión unilateral de las empresas distribuidoras.

Según Galetovic [Galetovic03] es muy probable que se produzcan grandes discusiones (similares a las que se produjeron al romper la integración entre transmisión y generación) cuando se plantee la introducción de los comercializadores de electricidad independientes de las empresas distribuidoras, ya que es posible que los distribuidores que actualmente tienen participaciones de mercado de casi 100% en cada una de sus zonas, querrán discriminar a los comercializadores independientes para extender su poder de mercado. Por lo tanto, sería conveniente acompañar la introducción de los comercializadores con restricciones a la integración vertical entre la distribución y la comercialización. Si dichas actividades están verticalmente separadas y los comercializadores son

empresas independientes que firman contratos directamente con los generadores y clientes, no existen incentivos a la discriminación en las redes.

Por otra parte, Galetovic [Galetovic03] considera mucho menos probable que la integración de generación y distribución (separada de la comercialización) facilite las prácticas anticompetitivas porque un distribuidor no puede aumentarle directamente los costos a un generador, lo que se contrapone con Joskow [Joskow04] que plantea que la integración vertical entre distribuidores y generadores puede ser contraproducente si se permiten los contratos bilaterales, pues los distribuidores podrían privilegiar comprar energía al generador de su misma propiedad.

Los casos internacionales se inclinan hacia el pensamiento de Joskow [Joskow04], privilegiando la desintegración vertical, que para el caso de Chile hace sentido a la luz de la nueva legislación (Ley Corta II) con el sistema de licitaciones.

#### IV.1.1. Oportunidades de introducción de competencia generadas por Ley Corta I

La Ley Corta I introdujo cambios que influyen directa e indirectamente sobre el incentivo y el resguardo de la competencia en los segmentos competitivos. Entre los aspectos que tienen relación con la competencia están:

##### a) Clarificación del sistema de la tarificación del sistema de transmisión

La tarificación transparente del sistema de transporte en alta tensión es un factor elemental para asegurar la competencia, sin que exista discriminación por el uso de las redes.

##### b) Liberalización parcial del mercado

Con la intención de introducir más agentes al mercado libre, de modo que los precios de dicho mercado sean precios realmente competitivos, la Ley Corta I reduce la cota inferior para ser cliente libre de 2 MW a 500 kW. La importancia de esto radica en que la determinación de los precios de nudo (incluso después de La Ley Corta II) influye el precio de mercado (competitivo).

Con ello los clientes se puede reclasificar en:

- Clientes libres por obligación: aquéllos con capacidad instalada superior a los 2 MW.
- Clientes regulados con opción de ser libres: aquéllos con capacidad instalada entre los 500 kW y 2 MW.
- Clientes regulados: aquéllos con capacidad instalada inferior a 500 kW.

Esta regulación permite un potencial aumento del mercado de clientes libres, ya que si existen incentivos, los clientes regulados con opción de ser libres pueden optar a tarifas competitivas negociadas con agentes del segmento de generación.

Sin embargo, debido a que los generadores se dedican fundamentalmente a la generación y no a la comercialización de energía, no es claro que la liberalización del mercado provoque cambios significativos en el mercado libre, ya que si los generadores no son capaces de ofrecer productos y servicios comercialmente atractivos, los clientes regulados con opción de ser libres no tendrán incentivos para transformarse en libres. Esto cambiaría radicalmente si existiera la figura del agente comercializador.

IV.1.2. Oportunidades de introducción de competencia generadas por Ley Corta

La Ley Corta II fue concebida para asegurar el abastecimiento de consumidores regulados e incentivar la inversión en capacidad, tomando conciencia de posibles interrupciones en el suministro de combustibles para generación (específicamente del gas natural argentino).

Las regulaciones realizadas en ese contexto introdujeron subyacentemente nuevas instancias para la competencia. En el marco de La Ley Corta II se generan espacios para:

a) Nuevas relaciones comerciales entre generadores y distribuidores

Para asegurar el abastecimiento de la demanda de consumidores regulados y para asegurar capital para inversiones futuras, se introdujo un proceso de licitaciones mediante el cual los generadores hacen ofertas secretas a los distribuidores, adjudicándose la venta de energía aquél generador que ofrezca el menor precio. Si bien las licitaciones no permiten la negociación directa entre las partes, hace más transparente el proceso de venta de energía, ya que los generadores deben competir entre sí (mediante juego de conjeturas) y el distribuidor no debería, en teoría, favorecer a ningún agente generador particular. Lo anterior puede ser estudiado mediante de teoría de juegos<sup>3</sup>.

El sistema de licitaciones conlleva el establecimiento de precios fijos, cuyo beneficio es disminuir la volatilidad en el mercado. Sin embargo, el riesgo latente de contingencias (sequías, falta de gas natural etc.) influye sobre el valor del calculado del precio, aumentándolo innecesariamente.

Para disminuir la influencia de las contingencias en el precio, la Ley Corta II da la posibilidad de incentivos al ahorro que se detalla a continuación.

---

<sup>3</sup> Un análisis teórico bastante detallado sobre licitaciones y teoría de juegos fue realizado por Moreno [Moreno05].

b) Negociación entre las empresas de generación y consumidores regulados

El riesgo de posibles contingencias se traspasa a los precios ofrecidos en las licitaciones, lo que provoca el alza de los mismos [Correa05]. Para evitar que la posibilidad de escenarios de crisis aumente innecesariamente los precios normales, la Ley Corta II permite que generadores ofrezcan incentivos de ahorros a los clientes regulados, de modo de disminuir la demanda en caso de contingencia sin incumplir con el abastecimiento estipulado en los contratos.

La Ley estipula que los generadores pueden ofrecer a los clientes regulados, a través de la distribuidora con que se pactó la licitación, premios monetarios a cambio de una disminución del consumo de electricidad.

El principal problema que se produce ante la posibilidad de ofrecer incentivos es la forma de llevarlos a cabo.

En primer lugar, los generadores pertenecen a un segmento de nivel mayorista, con la única experiencia de negociación con clientes de gran tamaño (clientes libres y distribuidoras), por lo que participar en un mercado atomizado (clientes regulados) puede no ser atractivo porque los generadores no cuentan con las herramientas para llegar efectivamente a los clientes que desean ahorrar energía. Además, los ahorros en el consumo dependen unilateralmente de los consumidores por lo que no es posible asegurar certeramente la disminución en la demanda.

En segundo lugar, debido a que las empresas de distribución son el único canal que tienen los generadores para llegar a los consumidores regulados, el sistema de incentivos se puede tornar engorroso y poco transparente porque no es claro que

las empresas de distribución estén dispuesta a que sus clientes consuman menos (debido a que las distribuidoras ganan por energía consumida).

Debido a lo anterior, se genera un espacio factible para la entrada del agente comercializador competitivo. Si bien la introducción de un comercializador no evita las contingencias sí puede administrar efectivamente la demanda, pues al tener contacto directo con los consumidores puede encontrar a aquéllos que estén dispuestos a dejar de recibir energía a cambio de incentivos económicos. Así, serían los comercializadores quienes intermedien entre consumidores y generadores.

c) Notas de Prensa

Luego de la promulgación de la Ley 20.018 (Ley Corta II), surgieron ideas sobre cuales son los siguientes pasos a seguir para mejorar el sector eléctrico. El tema de la inyección de mayor competencia podría ser uno de los pasos a seguir, tal como fue señalado por el ministro de Economía y Energía, quien siente que se está en deuda con el área de la comercialización a clientes regulados, porque sigue siendo operada bajo condiciones monopólicas:

“El monopolio natural existe en la distribución, en las líneas de distribución, pero no tiene por qué haber monopolio en la comercialización de energía. Entonces, hay que evaluar si vale la pena generar esa mayor competencia, y si la experiencia internacional es positiva, es muy probable que venga un proyecto de ley en tal sentido” [Estrategia-17mayo05].

Por otra parte, las reacciones del sector concesionado de distribución fueron cautelosas. Según opiniones del Gerente General de Chilectra [Estrategia-18mayo05], una de las compañías distribuidoras chilenas de mayor renombre, actualmente no existiría la necesidad de fomentar la competencia en distribución teniendo en cuenta que dicho segmento es regulado, se le fijan precios y que las

compañías invierten lo que es necesario invertir. Aseguró además, que aún no están dadas las condiciones para introducir la figura de los comercializadores de energía como fomentar un modelo de negocios donde exista una mayor variedad y diversidad de oferta.

#### **IV.2. Introducción del comercializador competitivo en el mercado eléctrico chileno.**

Un comercializador competitivo sólo tiene sentido dentro de un sistema que permita su existencia. Para permitir la existencia de un agente comercializador competitivo dentro de un mercado eléctrico, se requiere contar con un marco regulatorio que vele por la libre competencia, la resguarde adecuadamente y que garantice además, el suministro de energía eléctrica y el abastecimiento de la demanda.

##### IV.2.1. Elementos generales requeridos para la introducción de competencia en todos los sectores de un mercado eléctrico.

Reestructurar un sistema eléctrico para generar espacios de competencia es más complejo que en otras industrias debido a las características particulares del producto energía, de su condición de insumo básico y de las restricciones técnicas presentes en el abastecimiento de la demanda. Al realizar cualquier cambio dentro de un sistema eléctrico se debe tener conciencia que:

- La electricidad no puede ser almacenada (de una manera económicamente factible). Por ello, la electricidad que se produce debe ser exactamente la misma que se consume (incluyendo las pérdidas) y se debe mantener en tiempo real la frecuencia, voltaje y estabilidad de la red.
- Las redes de transporte tienen límites superiores, por lo que siempre toda la energía que se transa comercialmente puede llegar a destino. La congestión en

las redes impide que agentes de lugares geográficos distintos puedan competir en todo momento.

- La demanda de electricidad, por lo general en sistemas tradicionales, es muy inelástica en el corto plazo por lo que se debe evitar que agentes puedan usar poder de mercado en contra de los consumidores.

Considerando lo anterior, es posible definir una estructura básica para establecer un mercado competitivo tanto a nivel mayorista (*Competitive Wholesale*) como a nivel minorista (*Retail Competition*) [Joskow04], la cual requiere la existencia de los elementos mencionados a continuación.

a) Agentes y capitales privados

Completa privatización de las empresas participantes en el mercado. El estado debe marginarse y sólo actuar como ente regulador y fiscalizador.

b) Incentivo para la entrada de agentes al sistema

Si no existe un buen número de agentes en los segmentos competitivos, es posible que aparezca una firma dominante que tenga poder sobre el mercado sin que ninguna otra firma sea capaz de mitigarlo, o bien, que se genere colusión de los agentes que atenta contra la competencia.

c) Separación vertical de los segmentos competitivos y regulados

Se requiere separación vertical entre los segmentos competitivos y los segmentos regulados (incluyendo la operación del sistema), tanto estructural como funcionalmente, de manera que no existan incentivos para utilizar el poder de los segmentos monopólicos en contra de agentes competitivos.



- d) Integración horizontal de la transmisión y de la operación de la red.

La integración horizontal dentro del segmento de transmisión y con la operación de la red es requerida para enfrentar eficientemente el crecimiento geográfico de red eléctrica. Por otra parte, que exista un único operador independiente del sistema (esto se cumple cuando la transmisión está separada verticalmente del resto de los segmentos) permite una operación centralizada de la red que vigile el balance de la generación-consumo y la estabilidad de los parámetros físicos de la red como frecuencia y voltaje.

- e) Instituciones que operen el mercado comercial y operador del sistema.

Se requiere contar con instituciones que faciliten las negociaciones comerciales entre compradores y oferentes y por otra parte, instituciones que sean capaces de operar el sistema realizando los despachos físicos que mantengan el balance de oferta y demanda en tiempo real y que reaccione ante eventos inesperados (cortes en redes de transmisión, salidas repentinas de plantas generadoras).

- f) Resguardo del libre acceso a las redes de transporte.

Reglamentos que resguarden el libre acceso de las redes de transmisión de los agentes que participan en el mercado mayorista, de modo que no se interfiera con normas discriminatorias en la capacidad de competir de algún agente.

- g) Establecer tarifas por uso de redes de distribución independientes de los servicios de suministro al consumidor final.

Si la propiedad y operación de las redes locales de distribución se mantienen bajo monopolios regulados, al establecer tarifas exclusivas por el uso del sistema de redes de distribución (que excluyan los cobros comerciales asociados al suministro de energía) se abre la posibilidad para *Retail Competition*, apareciendo la figura del comercializador.

h) Procurar abastecer la demanda de toda la población

Si existen zonas donde no exista interés comercial por suministrar energía, las empresas monopólicas de distribución deben asumir esa tarea, estableciéndose cobros regulados a los consumidores finales (por uso de redes y suministro de energía).

i) Mecanismos de información confiable sobre los servicios monopólicos.

Los agentes de segmentos competitivos deben contar con información confiable, certera y no discriminatoria sobre los costos, servicios y calidad y desarrollo de los servicios monopólicos regulados de transporte. Además una institución competente debe velar que las inversiones y costos que posean las empresas monopólicas de transporte sean coherentes con las necesidades del sistema y acordes con las tarifas que publican.

#### IV.2.2. Limitaciones del mercado chileno para introducir comercialización competitiva minorista de electricidad (*Retail Competition*)

Tomando los elementos de estructuras competitivas ideales de mercados de electricidad, los elementos básicos mencionados por Joskow [Joskow04] y de los datos aportados por la experiencia internacional, se deducen algunas de las

limitaciones que exhibe la regulación chilena que no permiten una mayor competencia.

a) Concentración mercado en segmento de generación

La concentración de mercado abre la posibilidad a prácticas anticompetitivas como el ejercicio de abuso de poder por un sólo agente o la colusión de los agentes. En Chile, existen tres grandes conglomerados que en conjunto abarcan el 92% de generación [Moreno05]; si bien hasta ahora no existen evidencias de prácticas anticompetitivas en el segmento, la posibilidad está abierta. En el caso de Colombia por ejemplo, para evitar concentración de mercado se estableció explícitamente que ninguna empresa podía ostentar más del 25% de participación del mercado, con lo que pone una cota inferior a las prácticas anticompetitivas.

b) Integración vertical

La regulación eléctrica chilena prohíbe sólo parcialmente la integración vertical. Específicamente, establece que la empresa de transmisión de un sistema debe ser independiente del resto de los agentes, es decir, no debe participar ni en el segmento de generación ni de distribución. Entre el resto de los segmentos se permite la integración, es decir:

i) Integración Generación/Distribución

La legislación permite que exista integración entre agentes de Generación y Distribución. El mejor ejemplo de esta integración es la resolución que permitió que, en el año 2001, Chilectra (empresa de distribución más grande del SIC) se convirtiese en filial de ENERSIS (el holding más grande del segmento de generación).

ii) Integración Generación/Comercialización

La legislación permite que los clientes libres del sistema puedan negociar con los generadores, solapando integración de funciones: los generadores deben suministrar la energía a sus clientes y ofrecer servicios asociados (funciones propias de la comercialización).

iii) Integración Distribución/Comercialización

La legislación establece claramente la integración vertical entre distribución y comercialización de electricidad, ya que los propietarios de los alambres deben ser los mismos que venden la electricidad a los usuarios finales.

c) Gran regulación en mercado de corto plazo

El CDEC es un organismo de operación y despacho centralizado que depende de los generadores y transmisores, pero no es instancia de negociación directa entre los compradores y vendedores. El CDEC a través de un proceso de minimización de los costos del sistema decide cuál es el despacho óptimo a realizar: toda la energía es “comprada y vendida” por el CDEC no generándose los espacios en el corto plazo (es decir en el mercado *spot*) para la interacción directa entre compradores (de nivel distribución) y vendedores (de nivel generación).

d) Sistema de Peajes de Distribución

En el segmento de transmisión se realizó un notable esfuerzo por transparentar el sistema de peajes y los cobros asociados mediante la Ley Corta I, donde existe un detallado procedimiento para la fijación de las tarifas. Sin embargo, en el caso de la distribución las cosas son distintas.

i) Esquema de VAD

El VAD (valor agregado de distribución) corresponde al pago por el conjunto de costos del uso de todos los recursos a nivel de distribución, que son calculados en base a una empresa modelo (empresa eficiente real). Sin embargo, en caso de existir competencia real se podría lograr mayores niveles de eficiencia en el uso de los recursos, tanto a nivel de alambres como de recursos comerciales.

Pese a lo anterior, el VAD es el único referente para los cobros por el uso de la red y no es claro que a partir de él se encuentren los verdaderos costos invertidos sólo en la inversión y operación de la red local.

e) Existencia de precios de nudo

Las empresas de distribución tienen que comprar energía a precio de nudo (precio de la energía a nivel mayorista o en alta tensión), conocido por todos los agentes y calculado por la autoridad (CNE) como el promedio esperado de los costos marginales del sistema (precios *spot*) en un horizonte de tiempo, de modo de asegurar la estabilidad de los precios de venta de la energía.

Si bien el precio de nudo minimiza la incertidumbre del mercado, es un precio ficticio (aunque la regulación lo obligue a acercarse a los precios competitivos del mercado de clientes libres). Esto es un impedimento para *Retail Competition*, por que si el precio mayorista es fijo, impide la especulación y el desarrollo de un juego competitivo en base al juego de precios *spot*.

Según Galetovic [Galetovic04] el precio de nudo es un pseudo contrato que impone una sola calidad de servicio e impide que los contratos reflejen las preferencias de los consumidores y disposiciones a pagar por distintos niveles de seguridad.

f) Inexistencia de comercializadores

Se impide la existencia de agentes comercializadores que puedan comprar y vender energía tanto a nivel mayorista como minorista, debido a que:

- La regulación sólo permite las negociaciones de electricidad entre productores, grandes consumidores y empresas de distribución.
- No existe separación entre la función comercial y de distribución,
- Sólo se permite el uso de las redes locales por las empresas propietarias y, en casos excepcionales, si existen transacciones entre clientes libres y generadores.

IV.2.3. Elementos para *Retail Competition* en el sistema eléctrico chileno.

El mercado eléctrico chileno actual requiere de modificaciones paulatinas para permitir una real competencia en todos los sectores donde la experiencia internacional indica que es aconsejable (generación y distribución). Dado que en Chile, la competencia ya fue introducida el segmento de generación, los mayores cambios debieran producirse en el segmento de distribución.

A continuación se presenta los pasos necesarios para mejorar la competencia, permitiendo la entrada del agente comercializador competitivo.

a) Tarificación transparente de la distribución

La tarificación transparente de la distribución, disminuye el poder monopólico de las empresas distribuidoras que puede ser usado en contra de los agentes competitivos e incluso en contra de los consumidores.

Dentro del esquema actual del mercado chileno una tarificación clara de las redes locales permitiría la identificación de las actividades monopólicas y competitivas,

dentro de las actuales empresas de distribución, lo que se podría traducir en una facturación más clara para los usuarios finales (tanto regulados como libres), especificando:

- i) Cargos de Distribución: cargos por uso de la red de de distribución local.
  - ii) Cargos de Comercialización (suministro)
    - Cargos por energía consumida (al precio de la barra de retiro)
    - Potencia
    - Otros servicios
- b) Separación de las actividades de distribución y suministro
- i) Si se permite integración vertical entre Distribución y Comercialización.

Se mantiene posibilidad de que empresas de distribución puedan contar con filiales comercializadoras. Según Galetovic [Galetovic03], aunque se cuente con una tarificación transparente de las redes de distribución, no se evita que el poder monopólico pueda ser usado por la empresa en contra del resto de los agentes competitivos (como deteriorar la calidad del servicio que reciben los clientes que contrataron directamente con un comercializador). Sin embargo, permitir la integración vertical podría resultar beneficioso socialmente, ya que se puede obligar a la empresa de distribución abastecer sectores que a los comercializadores competitivos no les resulte atractivos.

- ii) Obligación de separación de propiedad

Si se establece separación vertical obligatoria, desaparece el incentivo de abuso de poder mencionado en el punto anterior. Las empresas de distribución

se dedican exclusivamente a la operación y mantenimiento de las redes de distribución local cobrando peajes por el uso de las redes por terceros, mientras que, las empresas de comercialización se dedican al suministro de clientes finales y todos los servicios asociados (empalmes, facturación, medición, otros).

c) Libre competencia a nivel de suministro energético

La libre competencia a nivel de suministro se requiere regulación que garantice:

i) Eliminación del precio de Nudo

Eliminar el precio de nudo y sustituirlo por contratos libres que se adapten a las necesidades de clientes diversos. Según Galetovic *et al.* [Galetovic04] ello permite flexibilizar la demanda, los comercializadores pueden encontrar quienes pueden disminuir su consumo a bajo costo.

ii) Libre acceso a las redes de distribución.

iii) Creación de un mercado de comercialización

Eliminación de barreras de entrada para comercializadores competitivos. La figura del comercializador sería una forma efectiva para hacer funcionar el sistema de incentivos al ahorro mencionados en la Ley Corta II.

iv) Redefinición de Clientes

- Clientes libres: quienes pueden elegir libremente a su suministrador de energía, con tarifas negociadas libremente entre las partes. Estos clientes libres (con respecto a los que existen en la actualidad) con la comercialización competitiva pueden optar por nuevos suministradores (no sólo generadores), que pueden ofrecer servicios anexos al suministro de energía.



- Clientes regulados: no pueden elegir a su suministrador, deben seguir siendo abastecidos por la empresa de distribución monopólica local con tarifas reguladas.
  - v) Libertad para comercializar productos y servicios eléctricos asociados.
  - vi) Regulación sobre alianzas de compañías eléctricas con otros rubros: Gas, Telecomunicaciones, etc.
- d) Liberalización del mercado (paulatina):

Dependiendo del comportamiento de los consumidores libres de menor consumo, puede resultar beneficioso para el sistema un aumento paulatino de los clientes libres y reducción de los regulados, con tendencia a la eliminar en el largo plazo a los regulados (como se produjo en el caso de España). Sin duda, para ello se debe contar con una regulación adecuada que proteja a los consumidores liberados ante prácticas abusivas de los agentes comercializadores.

La Figura IV-1 esquematiza la idea desarrollada por Paredes *et al* [Paredes01], quién propone aumentar la demanda potencial de las empresas comercializadoras en forma paulatina, disminuyendo la influencia de las distribuidoras en la comercialización (el límite de 2MW, se fundamenta en la legislación existente previa a la Ley Corta I, vigente a la publicación de Paredes [Paredes01]).

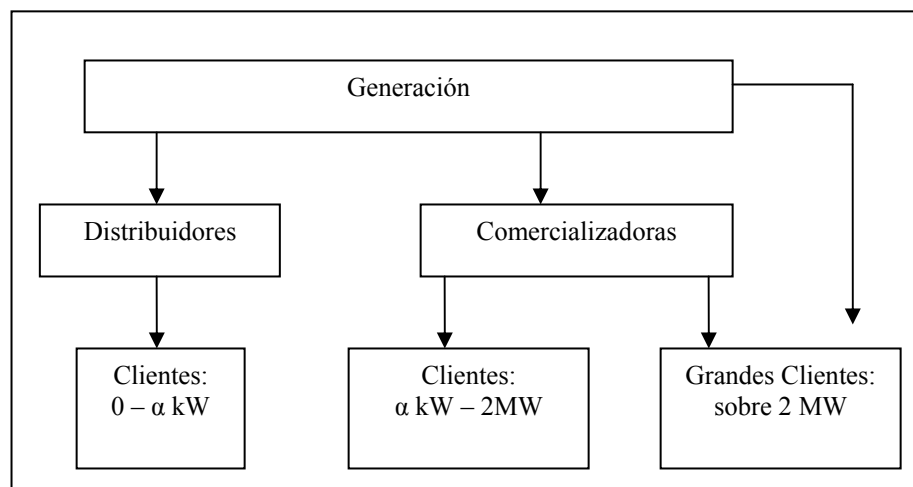


Figura IV-1: Esquema simplificado de la liberalización del mercado eléctrico chileno

e) Posibles cambios a nivel Mayorista:

- i) Sistema de Power Exchange Nacional (en el corto plazo)
- ii) Mercado Financiero

Mercado necesario para entregar alternativas de reducción de riesgo. Además permite asegurar capital para inversiones en capacidad futura.

iii) Inicio de un mercado de Energías Alternativas.

Permitiría la diversificación de la matriz energética chilena y podría generar aumento en el interés por energías verdes.

iv) Sistema de Power Exchange Internacional (en el largo plazo)

Permitiría que empresas internacionales puedan participar, tal como se implementó en el caso de Noruega y la creación el *Nord Pool* abierto a los países vecinos. Este sistema cobra real sentido si se piensa en el anillo

energético que podría implementarse en América Latina si las diferencias políticas, geográficas e inversiones requeridas se logran superar.

## **V. MODELO PROPUESTO Y ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS**

En este capítulo se presenta un modelo que analiza el comportamiento de los precios mayoristas de un mercado eléctrico, comparando escenarios de comercialización monopólica regulada integrada a la distribución con el caso de comercialización competitiva, considerando la elasticidad de la demanda.

El objetivo de la modelación es evaluar su aplicación en el mercado eléctrico chileno, de modo de estimar si es conveniente económicamente para Chile permitir la comercialización competitiva de energía eléctrica.

### **V.1. Introducción**

Las actividades de transmisión y distribución han sido tradicionalmente consideradas monopolios naturales debido a las economías de ámbito que tienen asociadas, sin embargo, la experiencia internacional muestra que los mercados eléctricos tienden a evolucionar hacia la liberalización y a la libre competencia (donde sea posible). En particular, a nivel de distribución existen claros ejemplos (como el caso de España) de la desintegración de la operación física y comercial de la actividad tradicionalmente realizada por monopolios locales regulados, dejándose monopolios locales en la operación física y permitiéndose la libre competencia en la operación comercial.

La Figura V-1 es una representación simple de la interacción de los agentes involucrados en las transacciones comerciales de energía en una localidad delimitada (sin considerar las actividades de transmisión, operación de la redes de distribución, clientes libres ni agente de coordinador de despacho) bajo el esquema de distribución monopólica (donde el suministro a clientes finales es realizado por un único agente monopólico regulado) y bajo el esquema con comercialización

competitiva (donde el suministro a clientes finales es realizado por agentes que compiten libremente entre ellos).

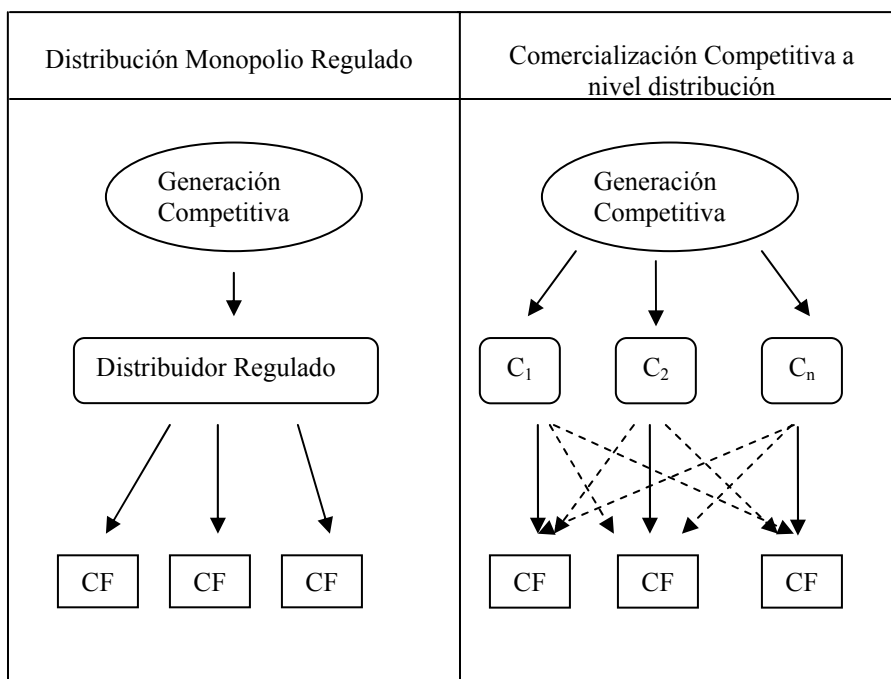


Figura V-1: Representación simple de dos tipos de comercialización minorista de energía.

Cabe recalcar que los esquemas presentados son distintos, pues en el caso de monopolio regulado las actividad de distribución y comercialización están integradas mientras que en el caso de comercialización competitiva, la distribución y comercialización son actividades separadas: la distribución sigue siendo ejercida por un agente monopólico regulado (que es propietario y operador de los cables) y la comercialización se constituye en un segmento competitivo y de libre entrada.

La interacción entre los agentes (regulados o no), influye en el precio final de la energía. En términos generales, la energía toma un cierto precio (\$P) debido a la interacción de generadores competitivos y Comercializadores/Distribuidores, al

cual debe sumársele el peaje por uso de cables o valor agregado de distribución por operación física ( $VAD_{Físico}$ ) y un valor agregado de distribución por operación comercial ( $VAD_{Comercial}$ ) para el valor final que llega a los consumidor final ( $\$P_{final}$ ), es decir  $\$P_{final} = \$P + VAD_{Físico} + VAD_{Comercial}$ .

Lo anterior se esquematiza en la Figura V-2.

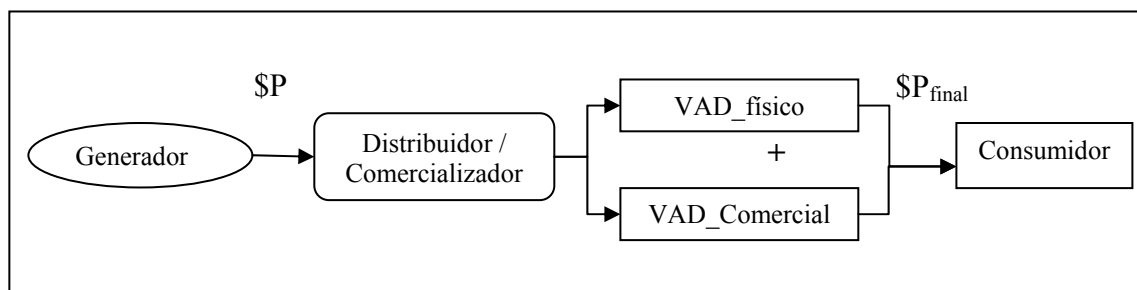


Figura V-2: Etapas que influyen sobre el precio final de la energía.

Bajo una primera mirada, es posible pensar que la única diferencia entre un esquema de distribución monopólico regulado y un esquema de comercialización competitivo es el valor que alcanza el  $VAD_{comercial}$ , ya que el  $VAD_{físico}$  es independiente del esquema de distribución que se utilice y es un valor dado por el agente regulado que es propietario y operador de los cables. Sin embargo, el precio  $\$P$  también puede verse afectado por el tipo de esquema utilizado.

#### V.1.1. Objetivo de la modelación

A través de la modelación matemática se busca estimar el efecto de dos tipos de estructuras comerciales nivel de distribución (segmento de distribución monopólico regulado y libre competencia de comercializadores a nivel de usuario final) sobre el precio de la energía, en el punto donde se produce la interacción de generadores y distribuidores/comercializadores.

## V.2. Modelación Matemática

El modelo describe un mercado eléctrico, en el cual el segmento competitivo de generación interactúa con un segmento monopólico de distribución local (con funciones integradas de distribución y comercialización) y luego, analiza el mismo segmento competitivo de generación interactuando con un segmento de comercialización competitivo. Finalmente se comparan ambos resultados.

La modelación presentada es una adaptación de un modelo desarrollado por Green [Green02], aplicando los conceptos de riesgo de los estudios de Grinold [Grinold96], para ser utilizado bajo las condiciones del mercado chileno (particularmente en el SIC). Green [Green02] modela de manera simplificada el mercado eléctrico de Inglaterra y Gran Bretaña, comparando los escenarios de monopolio y competencia para suministro de consumidores finales. La generación eléctrica en el mercado inglés posee dos grandes empresas con tecnologías similares (plantas térmicas), por lo que Green [Green02] representa el segmento de generación como un duopolio tradicional de *Cournot* de firmas con costos marginales iguales y constantes. Para poder adaptar este modelo a la realidad chilena, es necesario generalizar el concepto de duopolio de *Cournot* a la interacción de más firmas (oligopolio) con costos marginales distintos (o no necesariamente iguales), considerando la alta variabilidad de los precios en el mercado eléctrico chileno producto del sistema hidrotérmico, que contrasta con la particular estabilidad de precios que presenta el sistema inglés debido a su parque generador fundamentalmente térmico.

### V.2.1. Supuestos básicos

- a) Supuestos generales.

Se considera que los agentes involucrados pueden interactuar en dos tipos de mercados (lo que constituye una representación razonable considerando que uno de los fines del modelo es su aplicación particular en el sistema eléctrico chileno):

i) Mercado de Corto Plazo

Mercado tipo *Spot* (considera las variaciones anuales de precios *Spot* resumidas en la varianza del mismo), donde se transa energía para satisfacer los requerimientos actuales de demanda. Este mercado corto plazo representa un lugar donde se transan cantidades de energía a un único precio, donde la labor de un coordinador de despacho queda implícita (en ningún caso es definido en la modelación). La omisión de la figura explícita del coordinador no tiene relevancia para efectos de los objetivos del modelo, ya que no influye en la libre interacción comercial entre oferentes (generadores) y demandantes (distribuidores). En particular, este mercado no es incompatible con el mercado spot chileno, ya que no introduce distorsiones por posible uso de poder de mercado.

ii) Mercado de Largo Plazo

Mercado de contratos *forward* (contratos de venta de energía a futuro), sin hacer distinción entre contratos físicos y financieros; en él se transan cantidades para satisfacer toda o parte de la demanda esperada en el futuro. En el caso particular de Chile, las distribuidoras deben realizar compras a futuro para asegurar el abastecimiento de la demanda [LEY20018].

El modelo abarca sólo la interacción entre los generadores y distribuidores/comercializadores, por lo que el precio (denominado precio final) a consumidores no incluye los cargos por  $VAD_{Físico}$  y  $VAD_{Comercial}$ . La no inclusión de estos cargos se debe a que el objetivo del modelo es estudiar sólo el efecto



aislado de interacción entre los generadores y distribuidores/comercializadores *ceteris paribus*<sup>4</sup> los otros cargos que pesan sobre el precio final de la energía.

No se considera los costos de transmisión, porque afecta a todos los demandantes por igual, no influyendo al momento de comparar resultados.

b) Supuestos para segmento de generación

- Se supone que la actividad de generación es desarrollada por un oligopolio que consta de tres firmas. Este supuesto es acorde con la aplicación al mercado chileno donde existen tres grandes conglomerados que abarcan el 92% de generación [Moreno05].
- No se supone firmas iguales, lo que se refleja en costos marginales no necesariamente iguales. Esto es reflejo de los tipos de *mix* de plantas de generación (según fuente de producción) de cada una de las firmas involucradas.
- Los generadores pueden intercambiar energía entre sí y venderán si el precio es mayor o igual a sus costos marginales, pudiendo comprar energía si ésta se transa en el mercado a un precio menor (ventas negativas).
- Las firmas compiten por cantidades que se vende a un precio único (lo que es acorde al desarrollo tipo *Cournot*).
- Se supone que existe potencia instalada suficiente para enfrentar la demanda, por lo que no se incorporan las restricciones de capacidad, considerando que por lo general los sistemas están proyectados de modo que la capacidad total exceda la demanda, existiendo siempre la posibilidad que los generadores puedan realizar transferencias entre ellos.

---

<sup>4</sup> *Ceteris Paribus*: se refiere a un análisis donde se comparan dos escenarios que sólo difieren en un sólo aspecto o parámetro, manteniendo todo lo demás constante.

- El mercado mayorista no tiene distorsiones producto de la liberalización, no considerándose la posible influencia del poder de mercado dado por una estructura hidrotérmica.
- Se asume que la producción de cualquier central hidráulica, tiene nulos costos marginales de producción, no considerándose el valor alternativo del agua embalsada.

Según Newbery [Newbery97], incorporar restricciones de capacidad sólo consigue dificultar la resolución del problema pero no entrega mayor información sobre el comportamiento de los agentes en un juego a la *Cournot*. Si una firma excede su capacidad en el equilibrio entregado por *Cournot*, dicha firma producirá a su máxima capacidad, se sale del juego y el resto de la demanda se reparte entre las firmas oligopólicas restantes en un nuevo juego de *Cournot*.

El interés de los generadores es asegurar la venta de energía, por lo que se suponen aversos al riesgo. Los tres generadores  $i = \{1, 2, 3\}$  enfrentan una curva de demanda inversa, definida por:

$$p = A - b \cdot \sum_i q_i, i = \{1, 2, 3\}.$$

c) Supuestos: caso distribución monopólica regulada

i) Supuestos para el segmento de distribución

- Se supone la existencia de empresas iguales que no compiten entre si y que poseen concesiones locales para el desarrollo integrado de las actividades de distribución y comercialización, enfrentando todas el mismo requerimiento de energía eléctrica por parte de los consumidores finales. Si bien en el caso particular del SIC chileno las empresas distribuidoras no son de igual tamaño, las empresas

iguales consideradas en la modelación pueden sumarse de modo de establecer la proporción real de demanda que posee cada firma. El considerar las empresas distintas o iguales no influye sobre el modelo, ya que sólo se busca la tendencia de la industria a nivel global y general.

- Los distribuidores monopólicos regulados deben decidir cuanta cantidad de energía comprar en cada mercado (de corto y/o de largo plazo) enfrentando la incertidumbre inherente a la volatilidad de los precios de la energía. El modelo considera el hecho que la elección de comprar o no en un mercado de largo plazo, depende de la particular relación con el riesgo de cada comprador.
- Los precios de venta que los distribuidores ofrecen a sus consumidores cautivos están regulados y se rigen bajo un promedio de costos de energía de la industria, tipo *Yardstick Competition*<sup>5</sup>.
- El modelo supone nulos los costos distintos al precio de la energía.
- No se considera a un organismo coordinador y estabilizador de precios, ya que el distribuidor compra la energía directamente en el mercado a precio *Spot*. En el caso particular de Chile, si bien los distribuidores compran la energía a un precio estabilizado artificialmente, denominado precio de nudo, las diferencias entre el precio *Spot* y el precio de nudo son reembolsadas al final del periodo, por lo que omitir la estabilización no afecta los beneficios finales.

---

<sup>5</sup> *Yardstick competition* introduce una pseudo competencia a través de la comparación de costos de empresas reguladas similares.

- Los distribuidores monopólicos regulados, por el hecho de poseer concesiones, enfrentan una demanda conocida.
- Se supone un esquema tradicional de distribución monopólico, es decir las distribuidoras no tienen permitido negociar contratos particulares (con distintas condiciones de suministro y precio) con los clientes finales.

ii) Supuestos sobre clientes finales

- Clientes son regulados, están ligados sin opción a la empresa distribuidora a cargo de la concesión local. Enfrentan precios regulados.

d) Supuestos: caso comercialización competitiva

i) Supuestos para el segmento de distribución

- Se supone la existencia de empresas iguales que no poseen ningún tipo de concesión y que compiten libremente entre ellas por el suministro eléctrico de clientes finales (sin realizar la actividad de distribución).
- Los comercializadores competitivos deben decidir cuánta cantidad de energía comprar en cada mercado (de corto y/o de largo plazo) enfrentando la incertidumbre inherente a la volatilidad de los precios de la energía. Al comprar en el mercado de largo plazo revelan cierto grado de riesgo, que el modelo considera.

- El precio de venta de energía a los consumidores finales es establecido por cada comercializador competitivo particular, en función de la maximización de su beneficio.
- El modelo supone nulos los costos distintos al precio de la energía.
- Los comercializadores competitivos enfrentan demanda variable, ya que los clientes finales pueden optar libremente al suministrador que le ofrezca los mejores precios.

ii) Supuestos sobre clientes finales

- Clientes son libres, es decir, pueden elegir a la empresa suministradora de energía, teniendo la posibilidad de cambiarse de suministrador a costo cero.

V.2.2. Modelo de Equilibrio Clásico de Oligopolio de *Cournot*

El análisis clásico del Oligopolio de *Cournot* [Tirole90] [Osborne04] [Cabral00] es conocido como la modelación del juego por cantidades, en el cual los jugadores son las firmas (que forman un oligopolio) y las jugadas posibles son las posibles cantidades que pueden ofertar. En el equilibrio de *Cournot*, las empresas fijan sus cantidades (entiéndase capacidades<sup>6</sup>) a producir en forma simultánea, realizando una conjetura (que consideran cierta) respecto de las cantidades que ofertarían otros participantes para definir cual es la cantidad óptima a producir.

---

<sup>6</sup> Explicación textual dada por TIROLE J. [Tirole90], y es esencial para la comprensión del análisis de Cournot y su aplicación posterior en el modelación presentada.

La suma de las cantidades obtenidas en el equilibrio de *Cournot* ( $Q = \sum_i q_i$ ) permiten encontrar el precio por unidad de producto definido por una curva de demanda inversa  $P(Q)$ .

El desarrollo de *Cournot* consiste en que cada firma particular encuentra la cantidad óptima a producir para maximizar sus beneficios. Sin embargo, para resolver el problema de maximización es necesario que se utilice la función de demanda inversa, por lo que cada firma debe realizar un supuesto (conjetura) sobre la cantidad a producir por las otras firmas. En términos generales el problema de maximización de cada firma queda definido por:

$$P) \quad q_i \cdot P(Q) - C(q_i)$$

Donde:

$q_i$  es la cantidad de a producir por la firma  $i$ ,

$C(q_i)$  función de costos de la firma  $i$ ,

$P(Q)$  función de demanda inversa, representa el precio unitario y único al que se transa el producto en el mercado, considerando que  $Q = \sum_i q_i$ .

El problema puede reescribirse como:

$$P) \quad q_i \cdot P(q_i + \sum_{j \neq i} q_j) - C(q_i)$$

Donde el término  $\sum_{j \neq i} q_j$  corresponde a la conjetura que hace la firma  $i$  sobre las cantidades a vender por el resto de las firmas.

Con esta formulación es posible encontrar un sistema de ecuaciones que entrega las cantidades óptima a producir por las empresas, considerando que firmas consideran que las conjeturas que hacen corresponden a las cantidades reales.

Dicho sistema lo entrega la condición de primer orden (C.P.O.) del problema de maximización del beneficio de cada firma, con lo cual mediante la curva de demanda inversa se puede determinar el precio único y unitario de los productos,.

$$C.P.O.: P(q_i + \sum_{j \neq i} q_j) + q_i \cdot \frac{\partial P(q_i + \sum_{j \neq i} q_j)}{\partial q_i} - \frac{\partial C(q_i)}{\partial q_i} = 0$$

Las cantidades de equilibrio de mercado entregadas por la modelación de *Cournot* corresponden a un equilibrio intermedio (para oligopolio o pocos jugadores) ubicado entre el equilibrio monopólico (un sólo jugador) y el equilibrio de competencia perfecta (muchos jugadores).

### V.2.3. Desarrollo algebraico del modelo

#### a) Nomenclatura

El modelo matemático desarrollado ocupa los siguientes parámetros y variables:

- $p$ : precio del mercado mayorista de corto plazo.
- $Var(p) = \sigma^2$ : varianza del precio de venta de la energía en el mercado *Spot*.
- $A$ : precio techo, limite definido por el corte de la curva de demanda inversa en el eje de las ordenadas.
- $b$ : pendiente (valor absoluto) de la curva de demanda inversa.
- $q_i$ : cantidad total de energía vendida por el generador  $i$  ( $i=\{1, 2,3\}$ ), en mercados de corto y largo plazo.
- $c_i$ : costo marginal constante de cada generador  $i$  ( $i=\{1, 2,3\}$ ), valores no necesariamente iguales .
- $f$ : precio de venta de mercado en el mercado largo plazo.
- $\lambda$ : coeficiente de aversión al riesgo.

- $x_i$ : cantidad vendida por el generador  $i$  ( $i=\{1, 2,3\}$ ), en el mercado de largo plazo.
- $y_i$ : cantidad comprada por cada distribuidor/comercializador en el mercado de largo plazo, según caso  $i$  ( $i= \{1, 2\}$ ).
- $n_i$ : número de agentes distribuidores incumbentes, según caso  $i$  ( $i= \{1, 2\}$ ).

b) Generadores

Los generadores participan en el mercado de corto plazo (*Spot*) y en el mercado de largo plazo (*forward*). En cada mercado, cada generador debe resolver un problema de maximización de beneficios, realizando ofertas de energía en base a los datos que tiene disponibles.

Las ofertas de energía definen el precio unitario y único a transarse la energía en el mercado de corto plazo, para ello el modelo considera la tradicional representación de curva de demanda inversa dada por la ecuación (5.1)

$$p = A - b \cdot \sum_i q_i, i = \{1, 2, 3\} \quad (5.1)$$

Al insertar la curva de demanda inversa en la maximización de beneficios que debe resolver cada generador, se sigue con la lógica del desarrollo de *Cournot*, donde la cantidad óptima de un jugador está subordinada a un supuesto sobre lo que decidan el resto de los jugadores.

i) Problema de cada generador en mercado de corto plazo

Se considera que cada generador vende una cantidad total de energía  $q_i$ , que se desagrega en una cantidad  $x_i$  vendida en el mercado de largo plazo (a precio  $f$ ) y por ende, en una cantidad  $(q_i - x_i)$  en el mercado de corto plazo (a precio  $p$ ). Cada generador posee costos marginales  $c_i$  inherentes a su mix de tecnologías.



El beneficio  $\Pi_i$  de cada generador queda definido como:

$$\Pi_i = (\text{Ventas} - \text{Costos})$$

$$\Pi_i = p \cdot (q_i - x_i) + f \cdot x_i - c_i \cdot q_i \quad (5.2)$$

Insertando la expresión de la demanda inversa:

$$\Pi_i = [A - b \cdot \sum_i q_i] \cdot (q_i - x_i) + f \cdot x_i - c_i \cdot q_i \quad (5.3)$$

La constante  $A$  de la ecuación de demanda inversa es una variable aleatoria, que es conocida al momento de iniciarse las operaciones en el mercado de corto plazo. Por ello, en dicho mercado,  $A$  no se considera aleatorio y por lo tanto, el problema de cada generador queda definido por:

$$P1) \text{ Max } q_i [A - b \cdot \sum_i q_i] \cdot (q_i - x_i) + f \cdot x_i - c_i \cdot q_i \quad (5.4)$$

El óptimo de ventas está dado por:

$$q_i = \frac{A - c_i + b \cdot x_i - \sum_{j \neq i} q_j}{2 \cdot b}, \quad i = \{1, 2, 3\} \quad (5.5)$$

En la ecuación (5.5) se obtiene un resultado de equilibrio de tipo *Cournot* (incorporando la dependencia entre los equilibrios de los mercados de corto y largo plazo), donde la cantidad óptima que debe ofertar una firma se encuentra subordinada a las conjeturas sobre las cantidades que elijen el resto de las firmas, asumiendo dichas conjeturas como verdaderas. De la expresión (5.5), se obtiene un sistema de tres ecuaciones, cuya resolución arroja lo siguiente:

$$\begin{aligned}
 q_1 &= \frac{A - 3 \cdot c_1 + (c_2 + c_3) + 3 \cdot b \cdot x_1 - b \cdot (x_2 + x_3)}{4 \cdot b} \\
 q_2 &= \frac{A - 3 \cdot c_2 + (c_1 + c_3) + 3 \cdot b \cdot x_2 - b \cdot (x_1 + x_3)}{4 \cdot b} \\
 q_3 &= \frac{A - 3 \cdot c_3 + (c_1 + c_2) + 3 \cdot b \cdot x_3 - b \cdot (x_1 + x_2)}{4 \cdot b}
 \end{aligned}
 \tag{5.6}$$

Reemplazando las expresiones anteriores en la curva de la demanda inversa dada por la expresión (5.1), es posible encontrar la expresión de  $p$  en función de las cantidades vendidas en el mercado futuro, es decir:

$$p = \frac{A + (c_1 + c_2 + c_3) - b \cdot (x_1 + x_2 + x_3)}{4} \tag{5.8}$$

Notar que si la varianza de  $p$  se define como  $\sigma^2$ , entonces la varianza de  $A$  es  $16\sigma^2$ , ya que:

$$Var(p) = Var\left\{\frac{A + (c_1 + c_2 + c_3) - b \cdot (x_1 + x_2 + x_3)}{4}\right\} \tag{5.9}$$

Reemplazando:

$$\sigma^2 = Var\left\{\frac{A}{4}\right\} + Var\left\{\frac{(c_1 + c_2 + c_3) - b \cdot (x_1 + x_2 + x_3)}{4}\right\} \tag{5.10}$$

$$\sigma^2 = \frac{Var(A)}{16} \Rightarrow Var(A) = 16\sigma^2 \tag{5.11}$$

ii) Problema de cada generador en mercado de largo plazo

El problema que cada generador enfrenta en el mercado de largo plazo es, en esencia, el mismo que enfrentan en el mercado de corto plazo, salvo que el

valor de  $A$  no es conocido al momento de realizarse las transacciones de energía a futuro. Al iniciar el juego de oferta de cantidades en el mercado de corto plazo, el valor de  $A$  puede ser estimado por todos los agentes, pues las condiciones de mercado y la información sobre los costos de generación de cada empresa son conocidas por todos los participantes, sin embargo, en el mercado de largo plazo no es posible saber con certeza cual será el precio techo que existirá en el futuro ni cual será el punto de referencia precio/demanda apropiado para estimar las condiciones del mercado, por tanto el parámetro  $A$  se transforma en una variable aleatoria en el mercado de largo de plazo.

Por tanto en el largo plazo,  $A$  es una variable aleatoria y por las expresiones (5.1) y (5.8), el precio  $p$  (del mercado *Spot*) también se hace aleatorio. Con ello, tiene sentido definir  $p^e$ , como el valor esperado de  $p$ .

El problema que enfrenta cada generador en el mercado de largo plazo corresponde a la maximización del beneficio esperado  $\Pi_i^e$  con  $i = \{1, 2, 3\}$ .

Definiendo el beneficio esperado de cada generador como:

$$\Pi_i^e = E \{ p \cdot (q_i - x_i) + f \cdot x_i - c_i \cdot q_i \} \quad (5.12)$$

$$\Pi_i^e = E \{ q_i \cdot (p - c_i) + x_i \cdot (f - p) \} \quad (5.13)$$

Y luego de los reemplazos correspondientes y cálculo de la esperanza, se obtiene que:

$$\Pi_i^e =$$

$$x_i(f - p^e) + \frac{1}{16b} \left[ A^e - 3c_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \sum_i x_i \right] \cdot \left[ A^e - 3c_i + \sum_{j \neq i} c_j + 3bx_i - b \sum_{j \neq i} x_j \right] + \frac{\sigma^2}{b} \quad (5.14)$$

Así, el problema que enfrenta cada generador en el mercado de largo plazo es:

$$P2) \text{ Max } \Pi_i^e$$

$$P2) \text{ Max}$$

$$x_i(f - p^e) + \frac{1}{16b} \left[ A^e - 3c_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \sum_i x_i \right] \cdot \left[ A^e - 3c_i + \sum_{j \neq i} c_j + 3bx_i - b \sum_{j \neq i} x_j \right] + \frac{\sigma^2}{b} \quad (5.15)$$

El beneficio esperado sólo depende de la cantidad de contratos *forward*  $x_i$ .

Por tanto, la cantidad que cada generador debe contratar a futuro para lograr el

máximo beneficio esperado (por C.P.O.:  $\frac{\partial \Pi_i^e}{\partial x_i} = 0$ ) es:

$$x_i = \frac{A^e - 3c_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \cdot \sum_{j \neq i} x_j + 8 \cdot (f - p^e)}{3b - 8 \frac{\partial (f - p^e)}{\partial x_i}} \quad (5.16)$$

En la Ecuación (5.16) se observa que la cantidad óptima de contratos futuros de un generador está subordinada a las decisiones que tomen los otros generadores respecto a sus contratos futuros (siguiendo la lógica del modelo de *Cournot*).

- c) Caso 1: Comercializador Integrado a la Distribución, Agente Monopólico Regulado.

El agente monopólico regulado, para abastecer de energía a sus consumidores finales, debe elegir entre comprar energía en el mercado de corto plazo, en el de largo plazo o en ambos. Para este caso, los consumidores finales son del tipo

clientes regulados, es decir, que no tiene posibilidad de elegir a su suministrador de energía y sus tarifas son fijadas mediante un método establecido.

La energía se entrega a los clientes finales a un precio regulado  $s$ . La expresión (5.17) define  $s$  como el costo promedio ponderado de las compras mercado de corto (con importancia  $a$ ) y de las compras en el mercado de largo plazo (con importancia  $1-a$ ) realizadas por una empresa distribuidora eficiente. Cabe señalar que todos otros costos se asumen nulos.

$$s = a \cdot p + (1-a) \cdot f \quad (5.17)$$

En este modelo se utiliza *Yardstick Competition*,

Considerando que el agente debe entregar una cantidad total  $V$  de energía contratada ( $y_1$  en el mercado a futuro y  $V - y_1$  para abastecer demanda en el presente) y con la expresión (5.17), es posible definir el beneficio esperado de cada comercializador monopólico regulado,  $cmr$ , (para  $i = \{1 \dots n_1\}$ ) como:

$$\Pi_{cmr\_i}^e = s \cdot V - (V - y_1) \cdot p - y_1 \quad (5.18)$$

Ordenando la expresión se tiene que:

$$\Pi_{cmr\_i}^e = (p - f) \cdot [y_1 - V(1-a)] \quad (5.19)$$

Cuya varianza:

$$\begin{aligned} Var(\Pi_{cmr\_i}^e) &= Var\{(p - f) \cdot [y_1 - V(1-a)]\} \\ &= [y_1 - V(1-a)]^2 Var(p) \\ &= [y_1 - V(1-a)]^2 \sigma^2 \end{aligned} \quad (5.20)$$

La elección de la canasta de energía (realizar compras hoy y/o en el futuro) es una decisión que cada distribuidor local regulado debe tomar y depende del riesgo que esté dispuesto a enfrentar. El grado de aversión al riesgo es representado por el coeficiente  $\lambda$ .

Así, el problema que requiere resolver el distribuidor regulado es la maximización de su utilidad, considerando su relación particular con el riesgo. Grinold [Grinold96] define una expresión para ser utilizada en la maximización de la utilidad (felicidad) en función del beneficio y de la aversión al riesgo:

$$P) \text{ Max}\{E(\Pi) - \frac{\lambda}{2} \cdot \text{Var}[E(\Pi)]\} \quad (5.21)$$

Utilizando la expresión dada por Grinold [Grinold96], el problema del comercializador/distribuidor regulado es:

$$P3) \text{ Max} \{ \Pi_{cr\_i}^e - \frac{\lambda}{2} \cdot \text{Var}(\Pi_{cr\_i}^e) \} \quad (5.22)$$

$$P3) \text{ Max}_{y_1} (p^e - f) \cdot [y_1 - V \cdot (1 - a)] - \frac{\lambda}{2} \cdot \sigma^2 \cdot [y_1 - V(1 - a)]^2 \quad (5.23)$$

Resolviendo el problema P3) se encuentra que la cantidad óptima de contratos a futuros del agente regulado es:

$$y_1 = \frac{p^e - f}{\lambda \sigma^2} + (1 - a) \cdot V \quad (5.24)$$

Bajo el supuesto que todos los contratos de largo plazo se firman entre agentes los  $n_l$  distribuidores regulados de los  $n_l$  monopolios locales y los  $i$  generadores ( $i=\{1,2,3\}$ ), se tiene:

$$n_l \cdot y_1 = \sum_i x_i \quad (5.25)$$

$$n_1 \cdot \left[ \frac{p^e - f}{\lambda \sigma^2} + (1-a) \cdot V \right] = \sum_i x_i \quad (5.26)$$

Dado (5.26) es posible encontrar la relación entre el precio esperado del mercado de corto plazo ( $p^e$ ) y el mercado de largo plazo ( $f$ ):

$$f - p^e = (1-a)V\lambda\sigma^2 - \left( \sum_i x_i \right) \cdot \frac{\lambda\sigma^2}{n_1} \quad (5.27)$$

Y la expresión para su derivada:

$$\frac{\partial(f - p^e)}{\partial x_i} = - \frac{\lambda\sigma^2}{n_1} \quad (5.28)$$

Reemplazando en la ecuación (5.16):

$$x_i = \frac{A^e - 3c_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \sum_{j \neq i} x_j + 8 \cdot [(1-a) \cdot V \cdot \lambda \cdot \sigma^2 - \left( \sum_i x_i \right) \cdot \lambda \cdot \sigma^2 / n_1]}{3 \cdot b + 8 \cdot \lambda \cdot \sigma^2 / n_1} \quad (5.29)$$

El parámetro  $a$  puede determinarse de manera endógena: como en el mercado *forward* sólo participan distribuidores y generadores y bajo el supuesto de  $n_1$  empresas distribuidoras iguales, se tiene que todo lo que venden los generadores en el mercado de largo plazo es para cubrir las necesidades de compras en el mercado *forward* de los distribuidores, cumpliéndose que:

$$\sum_i x_i = n_1 \cdot (1-a) \cdot V \quad (5.30)$$

Y por tanto:

$$a = 1 - \frac{\sum x_i}{n_1 \cdot V} \quad (5.31)$$

Esto muestra que en un mercado de monopolio regulado en distribución no existen sorpresas entre el precio  $p$  esperado y precio *forward*, pues queda establecido por ecuación (5.26) que  $p^e - f = \theta$  es decir  $p^e = f$ .

Considerando el valor del parámetro, las cantidades de energía transada en contratos *forward* queda establecido por:

$$x_i = \frac{A^e - 3c_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \sum_{j \neq i} x_j}{3b + 8 \cdot \lambda \cdot \sigma^2 / n_1}, \quad i = \{1, 2, 3\}. \quad (5.32)$$

Tomando  $\theta = 3b + 8 \cdot \lambda \cdot \sigma^2 / n_1$ , se simplifican las expresiones al resolver el sistema de tres ecuaciones para  $x_1$ ,  $x_2$  y  $x_3$  dado por la expresión (5.32). Resolviendo el sistema se obtiene:

$$x_i = \frac{\left( A - 3c_i + \sum_{j \neq i} c_j \right) \cdot \theta - b \cdot \left( A - 5c_i + 3 \cdot \left( \sum_{j \neq i} c_j \right) \right)}{(\theta - b) \cdot [\theta + 2b]} \quad (5.33)$$

Cabe señalar que no es imposición que los valores de  $x_i$  con  $i = \{1, 2, 3\}$  sean positivos. Si  $x_i$  toma valores negativos, significa que al generador  $i$  le conviene comprar energía, debido a que posee costos marginales demasiado altos en relación a sus competidores.



Finalmente, para ver un comportamiento estimado de los precios promedios es necesario considerar un precio promedio ponderado entre el mercado de corto plazo y el mercado de largo plazo.

i) Ponderación de precios:

Con los resultados obtenidos, es posible obtener un sólo precio que refleje la tendencia en los mercados de corto y largo plazo, de modo de facilitar la comparación entre éste y el siguiente caso de análisis. Para obtener el mencionado precio es necesario realizar una ponderación entre los precios de ambos mercados:

En mercado de corto plazo:  $p$  (precio único en el mercado de corto plazo) tiene inferencia sobre todas las transacciones de energía, lo que significa que la cantidad total de energía transada es la suma de los valores absolutos de las cantidades transadas. La cantidad transada por el generador  $i$  en el mercado de corto plazo es  $q_i - x_i$ , por tanto la cantidad total absoluta transada a precio  $p$  en el mercado de corto plazo es  $K = \sum_i (q_i - x_i)$  (considerando que las cantidades negativas son transacciones entre generadores, realizadas al precio *Spot*  $p$ ).

En mercado de largo plazo:  $f$  (precio único en el mercado de largo plazo) tiene inferencia sobre todas las transacciones de energía, lo que significa que la cantidad total de energía transada es la suma de los valores absolutos de las cantidades transadas. La cantidad transada por el generador  $i$  en el mercado *forward* es  $x_i$ , por tanto la cantidad total absoluta transada a precio  $f$  en dicho mercado es  $X = \sum_i x_i$  (considerando que las cantidades negativas son

transacciones de compra de un generador que estima que le conviene comprar energía en el futuro a precio  $f$ , teniendo en cuenta sus costos marginales).

Así es posible tener un promedio ponderado global de precios según cantidad transadas en mercado de corto y largo plazo.

$$\text{Precio global promedio ponderado: } p \cdot \frac{K}{K+X} + f \cdot \frac{X}{K+X}$$

d) Caso 2: Comercializadores competitivos

En este escenario se presentan  $n_2$  agentes que pueden competir entre sí por el suministro de energía a los clientes finales. Este caso considera que los consumidores finales son del tipo “clientes libres”, es decir que pueden elegir a su suministrador de energía (se supone costos nulos de *switching*<sup>7</sup>), con un precio de energía negociado entre las partes.

Cada comercializador enfrenta a un mercado potencial de consumidores finales que demandan una cantidad  $V$  de energía en total. Cada agente comercializador puede ofrecer un precio final  $r$  y los consumidores pueden cambiarse de un comercializador a otro a una razón  $h$ , que representa la distancia del precio  $r$  (que les ofrece un comercializador) respecto del precio de mercado de corto plazo  $p$ . Si el comercializador fuese capaz de ofrecer un precio menor que el precio de mercado de corto plazo, podría abarcar todo el mercado que posee un distribuidor monopolístico regulado (caso anterior). En esta modelación no se consideran los denominados costos de *switching*, es decir los costos que incurren los consumidores si se cambian de suministrador. Los costos de transporte no son considerados al igual que en el caso de monopolio regulado, ya que no influyen al momento de comparar un caso respecto del otro.

---

<sup>7</sup> Costo de cambiar de un suministrador a otro.

La curva de demanda que enfrenta un comercializador particular se define como:

$$q = \begin{cases} V - h(r - p) & \text{si } r \geq p \\ V & \text{si } r < p \end{cases} \quad (5.34)$$

Los comercializadores pueden formar canastas de energía para abastecer a sus clientes, de distintas formas según cuán aversos al riesgo sean. Cada comercializador competitivo busca maximizar sus beneficios esperados considerando su relación con el riesgo, lo que se traduce en la maximización de la utilidad esperada.

Considerando la curva de demanda dada por (5.34) y que la cantidad que estiman vender en el futuro es  $y_2$  comprada a precio  $f$  para ser vendida a precio competitivo  $p$ , se tiene que:

$$\Pi_{cc_i} = [V - h \cdot (r_i - p)] \cdot (r_i - p) + y_2 \cdot (p - f) \quad (5.35)$$

El valor de  $r_i$ , es decidido por cada comercializador y su valor racional es aquél que maximice sus beneficios esperados particulares. El valor que maximiza el beneficio, está dado por:

$$r_{i\max} = p + \frac{V}{2h} \quad (5.36)$$

El  $r_i$  máximo es independiente del agente, pues sólo influyen sólo parámetros generales.

Utilizando el valor de  $r_{i\max}$  para obtener el beneficio esperado, se tiene que

$$\Pi_{cc\_i}^e = \frac{V^2}{4 \cdot h} - y_2 \cdot (f - p^e) \quad (5.37)$$

Lo que permite definir la varianza del beneficio, que será útil en la maximización de la utilidad.

$$\begin{aligned} Var(\Pi_{cc\_i}^e) &= Var\left\{\frac{V^2}{4 \cdot h} - y_2 \cdot (f - p^e)\right\} \\ &= Var\{y_2 \cdot p^e\} \\ &= y_2^2 \cdot \sigma^2 \end{aligned} \quad (5.38)$$

Utilizando la expresión (5.21), para función de utilidad definida por Grinold [Grinold96], el problema del comercializador competitivo es:

P4) Max  $U^e$

$$P4) \text{ Max } \left\{ \Pi_{cc\_i}^e - \frac{\lambda}{2} \cdot Var(\Pi_{cc\_i}^e) \right\} \quad (5.39)$$

Reemplazando las expresiones conocidas:

$$P4) \text{ Max}_x \left\{ \frac{V^2}{4 \cdot h} - y_2 \cdot (f - p^e) - \frac{\lambda}{2} \cdot y_2^2 \cdot \sigma^2 \right\} \quad (5.40)$$

Por tanto, la cantidad de energía contratada a futuro por un comercializador competitivo está dada por (5.41), que muestra que para el comercializador competitivo sólo tiene sentido comprar en el mercado futuro si  $p^e > f$ .

$$y_2 = \frac{p^e - f}{\lambda \cdot \sigma^2} \quad (5.41)$$

Tal como en el caso 1, se asumió que todos los contratos de largo plazo se firman entre agentes los  $n_2$  comercializadores competitivos y los  $i$  generadores, de modo que:

$$n_2 \cdot y_2 = \sum_i xi \quad (5.42)$$

$$n_2 \cdot \frac{p^e - f}{\lambda \cdot \sigma^2} = \sum_i xi \quad (5.43)$$

Con ello, se encuentra la relación entre el precio esperado del mercado de corto plazo ( $p^e$ ) y el mercado de largo plazo ( $f$ ).

$$f - p^e = \frac{-\left(\sum_i xi\right) \cdot \lambda \cdot \sigma^2}{n_2} \quad (5.44)$$

Y la expresión para su derivada:

$$\frac{\partial(f - p^e)}{\partial x_i} = -\frac{\lambda \sigma^2}{n_2} \quad (5.45)$$

Reemplazando las dos expresiones anteriores en la ecuación de los contratos futuros del generador  $i$  dada por la ecuación (5.16), se tiene:

$$x_i = \frac{A^e - 3c_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \cdot \sum_{j \neq i} x_j - 8 \cdot \sum_i x_i \cdot \lambda \cdot \sigma^2 / n_2}{3 \cdot b + 8 \cdot \lambda \cdot \sigma^2 / n_2} \quad (5.46)$$

Reordenado términos:

$$x_i = \frac{A^e - 3c_i + \sum_{j \neq i} c_j - \sum_{j \neq i} x_j \cdot \left( b + 8 \cdot \lambda \cdot \sigma^2 / n_2 \right)}{3 \cdot b + 16 \cdot \lambda \cdot \sigma^2 / n_2} \quad (5.47)$$

Con la expresión (5.47), se tiene un sistema de tres ecuaciones para  $x_1$ ,  $x_2$  y  $x_3$ . De modo de simplificar los cálculos es conveniente asumir:

$$\gamma = 3b + 16 \cdot \lambda \cdot \sigma^2 / n_2 \quad (5.48)$$

$$\beta = b + 8 \cdot \lambda \cdot \sigma^2 / n_2 \quad (5.49)$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones, se obtiene que:

$$x_i = \frac{\left( A^e - 3c_i + \sum_{j \neq i} c_j \right) \cdot \gamma - \beta \cdot \left( A^e + 5c_i - 3 \cdot \sum_{j \neq i} c_j \right)}{(\gamma - \beta) \cdot [\gamma + 2\beta]}, \quad i = \{1, 2, 3\} \quad (5.50)$$

Finalmente, para ver un comportamiento estimado del precio de la energía, al igual que en el caso anterior, es necesario considerar un precio promedio ponderado entre el mercado de corto plazo y el mercado de largo plazo.

i) Ponderación de precios:

Utilizando los mismos conceptos del caso 1, se obtiene un precio promedio ponderado, que refleje la tendencia de los precios de los mercados de corto y largo plazo, de modo de facilitar la comparación entre los casos de análisis. Para obtener el mencionado precio es necesario realizar una ponderación entre los precios de ambos mercados:

Precio global promedio ponderado:  $p \cdot \frac{K}{K + X} + f \cdot \frac{X}{K + X}$

Donde:

- $K = \sum_i (q_i - x_i)$ : cantidad total absoluta transada a precio  $p$  en el mercado de corto plazo.
- $X = \sum_i x_i$ : cantidad total absoluta transada a precio  $f$  en mercado de largo plazo.

### V.3. Estimación de parámetros particulares para Chile

#### V.3.1. Estimación de número de agentes involucrados

##### a) Empresas Generadoras consideradas:

El modelo considera un segmento de generación conformado por  $i$  generadores con  $i=\{1,2,3\}$ . La elección de tres generadores permite la aplicación del modelo al SIC chileno, pues en el SIC destacan tres conglomerados que en conjunto poseen el 62% de la potencia instalada en el sistema según datos de CNE [CNE05] y que representaron el 68% de la generación bruta del sistema durante el año 2004 [CDEC-SIC05]. Además existen relaciones de propiedad entre dichos conglomerados y el resto de las plantas productoras de electricidad que hacen que finalmente existan tres grandes *holdings* que poseen en conjunto el 92% de la potencia bruta del SIC [Moreno05]. Para efectos de aplicación en Chile se consideran los principales abastecedores de la zona SIC centro, definiéndose:

- Generador ( $i = 1$ ): Endesa
- Generador ( $i = 2$ ): Colbún S.A
- Generador ( $i = 3$ ): Gener S.A

##### b) Empresas de Distribución consideradas

En la región metropolitana de Chile (SIC Centro) a fines del año 2004 actúan los monopolios locales de distribución especificados en la Tabla V-1 [CNE05]:

Tabla V-1: Monopolios de Distribución que operan en sectores del SIC central.

Empresa	Región	% de Clientes a nivel Nacional
Chilectra	RM	29,6502
Río Maipo	RM	6,9965
Colina	RM	0,3787
Til-Til	V y RM	0,0610
E.E Puente Alto	RM	0,8930
Luz Andes	RM	0,0348
Emelectric	V, RM, VI, VII y VIII	4,3257
CGE Distribución	RM, VI, VII, VIII y IX	15,3898
Energía de Casablanca	V y RM	0,0638

Para efectos de modelación se consideran los operadores que tienen influencia en la zona SIC centro, en particular los monopolios locales de la región metropolitana. Lo anterior define  $n_1=9$ .

Las empresas distribuidoras mencionadas vendieron en conjunto de 17.014,40 GWh durante el año 2004, lo que significa que bajo esa condición los consumidores del sector requieren que las empresas distribuidoras cuenten con capacidad de 1.9423 GW para abastecer la demanda. Tomando el supuesto de  $n_1=9$ , se tiene que el parámetro  $V$  (capacidad que requiere contratar una empresa de distribución para satisfacer la demanda conectada a sus redes) es igual a 0.2158 GW.

Por otro lado, es razonable asumir que al abrir el mercado a la comercialización competitiva a nivel de distribución, en una primera instancia serán las mismas empresas ya establecidas (antiguos monopolios) las que seguirán en el rubro (en una primera instancia) y competirán entre sí, por lo que  $n_2=n_1=9$ .



### V.3.2. Estimación de $b$

El modelo asume una relación lineal entre precio y demanda, dada por la curva de demanda inversa de la forma  $p = A - b \cdot Q_t$  (ver Figura V-3), donde las variables  $p$  y  $Q_t$  corresponden al precio unitario de energía y a la capacidad total demandada ( $Q_t = \sum_i q_i$ ) respectivamente. Por otra parte,  $A$  y  $b$  son parámetros que corresponde al intercepto de la curva de demanda y al inverso aditivo de la pendiente de la curva, los cuales deben ser determinados en base a información particular de un mercado para la aplicación del modelo.

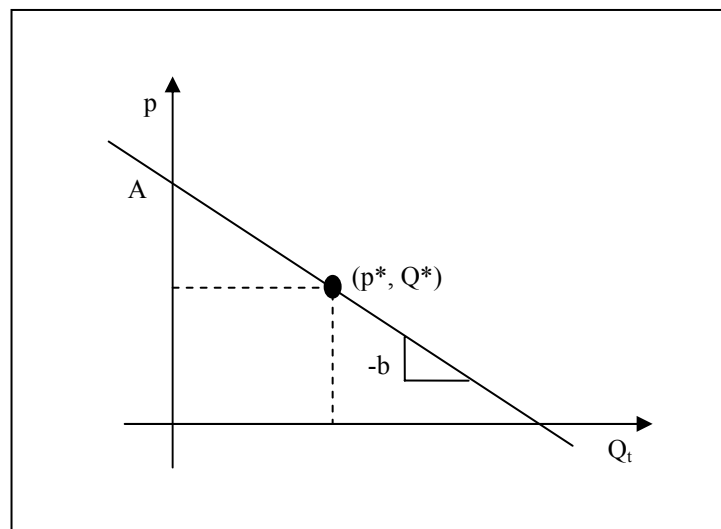


Figura V-3: Principales parámetros de curva inversa de demanda utilizada en modelo.

Es posible intuir que el parámetro  $b$ , tiene directa relación con la elasticidad de la demanda respecto al precio, la cual se define como la variación porcentual de la demanda respecto a una variación porcentual del precio, lo que es equivalente a la expresión:

$$\varepsilon_d = \frac{\Delta Q_t / Q_t}{\Delta P / P} \quad (5.51)$$

o bien, en términos diferenciales:

$$\varepsilon_d = \frac{P}{Q_t} \cdot \frac{\partial Q_t}{\partial P} \quad (5.52)$$

Considerando la curva de demanda inversa utilizada en este modelo. Se tiene que:

$$Q_t = \frac{A - p}{b} \quad (5.53)$$

Y por tanto la expresión (5.52) queda:

$$\varepsilon_d = \frac{P}{Q} \cdot \left( \frac{-1}{b} \right) \quad (5.54)$$

Despejando el parámetro b:

$$b = \frac{P}{Q_t} \cdot \left( \frac{-1}{\varepsilon_d} \right) \quad (5.55)$$

En uno de los estudios más recientes publicados sobre elasticidad de la demanda en el SIC, Galetovic *et al* [Galetovic05] muestran cómo el valor de la elasticidad va variando con el paso del tiempo tal como lo muestra la

Tabla V-2 con valores para el corto plazo (1 año), mediano plazo (2 años) y largo plazo.

Tabla V-2: Elasticidad de la demanda respecto al precio según lapsos de tiempo.

Tiempo	Elasticidad
Corto Plazo	-0.27
Mediano Plazo	-0.35

Largo Plazo	-0.39
-------------	-------

Para estimar el parámetro  $b$  se utilizan los valores de la elasticidad de la Tabla V-2 y el supuesto que la curva de demanda inversa se cumple para una relación precio/demanda particular. Tomando como referencia los datos publicados por la CNE para el consumo a nivel de distribución para la zona SIC Centro [CNE05] y los datos publicados sobre el precio *Spot* por el CDEC para ese mismo año en la barra de Alto Jahuel 220 kV, se estima que la demanda a nivel de distribución de energía eléctrica en el año 2004 fue de 17.014,4014 GWh (lo que equivale a una capacidad horaria de 1.9423 GW) que fue transada a un precio promedio de 32.1168 US\$/MWh. Con estos datos se tiene el punto ( $p^*$ ,  $Q^*$ ) de la Figura V-1. Con lo anterior y los distintos valores de  $E_d$  de la Tabla V-2, en la expresión (5.55), se obtiene el parámetro  $b$ , dado por la Tabla V-3

Tabla V-3: Valores del parámetro  $b$  en función del tiempo.

Tiempo	$b$
Corto plazo	59,4376
Mediano plazo	45,8518
Largo plazo	41,1491

### V.3.3. Estimación de $A$

Geoméricamente el parámetro  $A$  corresponde al punto donde la curva (en particular la recta) de demanda inversa intercepta al eje de las ordenadas Figura V-3. Económicamente este valor corresponde al precio techo (límite) o precio máximo que podría alcanzar el precio *Spot* y que es definido por el costo marginal

esperado de generación más ineficiente, constituyendo un indicador de costos para el resto de la competencia.

En términos generales, una recta cualquiera queda definida por un punto y una pendiente por la ecuación general de la recta:

$$y - y_0 = m \cdot (x - x_0). \quad (5.56)$$

Tomando la nomenclatura particular de la Figura V-3, es decir el punto  $(p^*, Q^*)$  y la pendiente  $(-b)$ , se tiene:

$$p - p^* = -b \cdot (Q_t - Q^*) \quad (5.57)$$

O bien:

$$p = p^* + b \cdot Q^* - b \cdot Q_t \quad (5.58)$$

La última expresión, corresponde a la curva de demanda usada en el modelo  $(p = A - b \cdot Q_t)$ , desprendiéndose que:

$$A = p^* + b \cdot Q^* \quad (5.59)$$

Así se obtiene una estimación para el parámetro  $A$ . Si se asume que la pendiente de la curva no variará, el valor del parámetro  $A$  puede variar según el punto de referencia particular elegido  $(p^*, Q^*)$ . Lo anterior concuerda con el concepto económico de  $A$  como precio techo, pues su valor dependerá de las condiciones del mercado y de las tecnologías de generación que sean utilizadas en el momento de estudio. Para efectos de modelación, el valor esperado de  $A$  para el corto y largo plazo se asume iguales tal como lo considera Green [Green02], haciendo la distinción matemática correspondiente.

Finalmente los valores utilizados para  $A$  en cada caso son los mostrados en la Tabla V-4 :

Elasticidad ( $E_d$ )	A
-0,27	150,518519
-0,35	123,428571
-0,39	114,051282

Tabla V-4: Valores estimados del parámetro A, según elasticidad.

#### V.3.4. Estimación de la función de costos

El parámetro  $ci$  para  $i = \{1, 2, 3\}$  corresponde al costo marginal de cada empresa  $i$ , el cual se considera constante de modo de simplificar el desarrollo del modelo, siguiendo la tendencia de múltiples modelos económicos que incorporan teoría de juegos a *la Cournot*. La tendencia general al aplicar modelación de *Cournot* es asumir la simetría de las firmas (con costos marginales iguales y constantes), sin considerar restricciones de capacidad. Lo anterior es aceptable si las firmas analizadas pertenecen a una industria con tecnologías conocidas por todos los participantes, pero dicho análisis debe ser cuidadoso según la industria de aplicación.

Según Newbery *et al* [Newbery92], cuando el objetivo es encontrar un modelo de optimización adecuado con un juego a *la Cournot*, es irrelevante considerar las asimetrías que entregan las restricciones de capacidad, debido a que la incorporación de las restricciones de capacidad sólo complica algebraicamente el modelo y su resolución, sin aportar información adicional respecto de la que se obtiene al aplicar adecuadamente el modelo simple (que no considera las restricciones de capacidad): si el óptimo de *Cournot* para una empresa entrega una cantidad óptima sobre el límite de capacidad de una firma, a dicha firma se le asigna el límite de su capacidad (que es sub-óptima) y las otras firmas restantes se

reparte la demanda en un nuevo juego a *la Cournot*; en el caso extremo, en que  $n-1$  firmas estén bajo la cantidad demanda, el equilibrio de mercado es único, aunque no óptimo para las firmas.

Por otra parte, si las empresas enfrentan diferencias en la tecnología utilizada se influye directamente sobre la función de costos totales y por ende, sobre la función de costos marginales. En el caso de un sistema hidrotérmico como el SIC chileno, existen notorias diferencias en tecnologías que afectan los costos, por lo que es importante considerar que las firmas involucradas en el modelo presenten costos marginales distintos.

Para efectos de modelación, se consideran las tres empresas con mayor participación dentro del segmento de generación del SIC, las cuales en la realidad difieren en sus capacidades y en *mix* de tecnologías (tipos de centrales) que utilizan. Tomando en consideración lo expresado por Newbery *et al* [Newbery92], y alejándose de las modelaciones clásicas (que asumen costos marginales constantes e iguales para todas las firmas), el modelo no considera las restricciones de capacidad de cada empresa, pero si considera las asimetrías de la industria en el cálculo de los costos marginales, definidos como constantes pero no necesariamente iguales entre las firmas.

Las empresas consideradas (ENDESA, Colbún S.A y AES Gener) poseen plantas productoras de electricidad hidráulicas y térmicas (Petróleo, Gas y Carbón). Cada tipo de planta de cada empresa posee un costo marginal particular. Las Tabla V-5, Tabla V-6 y Tabla V-7 muestran las características principales de las centrales utilizadas por cada empresa respectivamente, con datos que abarcan el periodo 2000 a 2004 [CDEC-SIC04], considerando las centrales disponibles hasta diciembre de 2004.

Cabe señalar se utilizaran sólo las centrales que presentan vinculación directa con la empresa según lo publicado por la CNE [CNE05] y no las asociaciones indirectas según *holdings*. Además por simplicidad, tal como se señaló anteriormente, se asume que toda central hidroeléctrica tiene costos marginales de producción nulos (como centrales de pasada), sin considerar el valor alternativo del agua embalsada.

Tabla V-5: Producción anual promedio ENDESA (período 2000-2004) y tipo de central.

Propietario	Nombre Central	Producción Anual Promedio GWh	Tipo Específico	Tipo Genérico
ENDESA	Huasco Vapor	821	vapor-carbón	Carbón
ENDESA	Bocamina	285.546	vapor-carbón	Carbón
ENDESA	Huasco TG	8.350	gas-IFO 180	Diesel
ENDESA	D.de Almagro	2.249	gas-diesel	Diesel
ENDESA	Taltal 1 y 2	548.390	gas	Gas
ENDESA	Los Molles	70.689	Pasada	Agua
ENDESA	Rapel	1.124.795	Embalse	Agua
ENDESA	Sauzal	498.442	Pasada	Agua
ENDESA	Sauzalito	86.342	Pasada	Agua
ENDESA	Cipreses	560.478	Embalse	Agua
ENDESA	Isla	484.816	Pasada	Agua
ENDESA	Ralco	1.332.199	Embalse	Agua
ENDESA	Antuco	1.605.186	Embalse	Agua
ENDESA	El Toro	1.295.052	Embalse	Agua
ENDESA	Abanico	372.149	Pasada	Agua

Tabla V-6: Producción anual promedio AES GENER (período 2000-2004) y tipo de central.

Propietario	Nombre Central	Producción Anual Promedio GWh	Tipo Específico	Tipo Genérico
AES GENER	Laguna Verde	12.026	vapor-carbón	Carbón
AES GENER	Ventanas 1 y 2	787.737	vapor-carbón	Carbón

AES GENER	Laguna Verde TG	8.517	gas-diesel	Diesel
AES GENER	S. Fco. Mostazal	3.270	Petróleo Diesel grado B	Diesel
AES GENER	Alfalfal	852.428	Pasada	Agua
AES GENER	Maitenes	130.633	Pasada	Agua
AES GENER	Queltehues	369.681	Pasada	Agua
AES GENER	Volcán	105.467	Pasada	Agua
AES GENER	Aconcagua	406.396	Pasada	Agua
AES GENER	Chacabuquito	143.608	Pasada	Agua
AES GENER	Epsa	117.764	Pasada	Agua
AES GENER	Florida	153.551	Pasada	Agua
AES GENER	Los Morros	19.064	Pasada	Agua
AES GENER	Los Quilos	267.884	Pasada	Agua
AES GENER	Pilmaiquen	258.001	Pasada	Agua
AES GENER	Sauce Andes	8.011	Pasada	Agua

Tabla V-7: Producción anual promedio Colbún (periodo 2000-2004) y tipo de central.

Propietario	Nombre Central	Producción Anual Promedio GWh	Tipo Específico	Tipo Genérico
COLBUN	Nehuenco	1.941.804	ciclo-combinado	Gas/Diesel
COLBUN	Nehuenco 9B	41.900	gas	Gas/Diesel
COLBUN	Nehuenco II	1.016.968	gas	Gas
COLBUN	Colbún	2.616.070	Embalse	Agua
COLBUN	Machicura	540.572	Embalse	Agua
COLBUN	San Ignacio	539.519	Pasada	Agua
COLBUN	Rucúe	698.108	Pasada	Agua

Las Tabla V-8, Tabla V-9 y Tabla V-10 muestran los costos marginales según tipo de combustible por central.

Tabla V-8: Centrales de ENDESA y respectivos CMg promedio en período 2000 a 2004



Propietario	Nombre Central	Costo Marginal Promedio			
		Carbón	Diesel	Gas	Agua
ENDESA	Huasco Vapor	56,3			
ENDESA	Bocamina	47,2			
ENDESA	Huasco TG		295,2		
ENDESA	D.de Almagro		296,5		
ENDESA	Taltal 1 y 2			19,3	
ENDESA	Los Molles				0,0
ENDESA	Rapel				0,0
ENDESA	Sauzal				0,0
ENDESA	Sauzalito				0,0
ENDESA	Cipreses				0,0
ENDESA	Isla				0,0
ENDESA	Ralco				0,0
ENDESA	Antuco				0,0
ENDESA	El Toro				0,0
ENDESA	Abanico				0,0

Tabla V-9: Centrales de AES GENER y respectivos CMg promedio en período 2000 a 2004.

Propietario	Nombre Central	Costo Marginal Promedio			
		Carbón	Diesel	Gas	Agua
AES GENER	Laguna Verde	52,7			
AES GENER	Ventanas 1 y 2	45,5			
AES GENER	Laguna Verde TG		397,9		
AES GENER	S. Fco. Mostazal		337,4		
AES GENER	Alfalfal				0,0
AES GENER	Maitenes				0,0
AES GENER	Queltehues				0,0
AES GENER	Volcán				0,0
AES GENER	Aconcagua				0,0
AES GENER	Chacabuquito				0,0
AES GENER	Epsa				0,0
AES GENER	Florida				0,0
AES GENER	Los Morros				0,0
AES GENER	Los Quilos				0,0
AES GENER	Pilmaiquen				0,0
AES GENER	Sauce Andes				0,0

Tabla V-10: Centrales de COLBUN y respectivos CMg promedio en período 2000 a 2004

Propietario	Nombre Central	Cmg Promedio			
		Carbón	Diesel	Gas	Agua
COLBUN	Nehuenco		442,2	11,3	
COLBUN	Nehuenco 9B		371,1	27,7	
COLBUN	Nehuenco II			21,6	
COLBUN	Colbún				0,0
COLBUN	Machicura				0,0
COLBUN	San Ignacio				0,0
COLBUN	Rucúe				0,0

Bajo el supuesto que las plantas generadoras de una empresa poseen igual probabilidad de convertirse en la planta más ineficiente conectada al sistema, se asume que el costo marginal constante utilizado en el modelo corresponde a la esperanza de los costos marginales de cada empresa, lo que se asume equivalente a tomar el promedio simple de los costos marginales de todas las plantas involucradas en cada empresa.

Considerando todo lo anterior, los valores estimados de costos marginales para las  $i$  empresas generadoras  $i = \{1,2,3\}$  que corresponden a ENDESA, Colbún y AES Gener, se muestran en la Tabla V-11.

Tabla V-11: Valores estimados de CMg por empresa.

Nombre Genérico	Empresa correspondiente	CMg [US\$/MWh]
Empresa 1	ENDESA	47.63
Empresa 2	Colbún	52.09
Empresa 3	AES Gener	63.97

V.3.5. Estimación de  $\text{Var}(p) = \sigma^2$

La variabilidad de los precios *Spot* de cada sistema particular depende de su *mix* de tecnologías. Por ejemplo, para un sistema fundamentalmente térmico (como Inglaterra y Gales estudiado por Green [Green02] o el SING chileno) es esperable precios estables (con baja variabilidad). Sin embargo, en el caso del SIC chileno, los precios se ven influenciados por la variabilidad intrínseca de los sistemas hidrotérmicos, lo que hace esperable valores de varianza de precios *Spot* varias veces mayor que los sistemas térmicos.

La CNE, en sus estudios para el proceso de cálculo de Precios de Nudo [CNE05], entrega una estimación de costos marginales<sup>8</sup> para todas las barras del SIC (74 barras al año 2005) para el año 2005 hasta 2016. Sin embargo, para la aplicación en el modelo se consideran sólo datos hasta el año 2010 debido que ese año y los posteriores, el valor promedio del precio *Spot* baja ostensiblemente, debido a la posible entrada de centrales de generación con combustibles alternativos; dichas tecnologías no fueron consideradas en la estimación de los costos marginales esperados por empresa, pues de las nuevas tecnologías no existen datos referenciales de costos para el período 2000 a 2004.

La Tabla V-12 muestra los valores correspondientes al promedio anual del precio *Spot*, varianza ( $\sigma^2$ ) y valor máximo de cada año.

Tabla V-12: Promedio, varianza y valor máximo anual del precio *Spot* esperado, considerando todas las barras del SIC central, período 2005 a 2010.

Año	Promedio Anual (US\$/MWh)	Varianza Anual	Máximo
2005	76,6646	226,0071	121,5970
2006	88,2296	453,4742	150,6540
2007	89,8867	379,8517	146,9240
2008	75,3109	590,6793	130,6150

<sup>8</sup> Costos marginales por barra corresponden al costo marginal del sistema en cada barra; entiéndase como estimación de precios spot.

2009	50,0165	82,1458	74,8830
2010	37,7230	27,6579	54,6400
PROMEDIO	69,6386	293,3026	113,2188

En el sistema térmico de Inglaterra y Gales estudiado por Green [Green02] se utiliza una varianza de 5,76 que es considerablemente menor a la varianza promedio de 293,3 obtenida para el SIC, lo que refleja la inestabilidad (variabilidad) de los precios de un sistema hidrotérmico.

La Tabla V-13 muestra los mismos datos de la Tabla V-12, para una barra representativa del SIC (según ANUARIO CDEC).

Tabla V-13: Promedio, varianza y valor máximo anual del precio *Spot* esperado para la barra Alto Jahuel 220 kV, período 2005 a 2010.

Año	Promedio Anual (US\$/MWh)	Varianza Anual	Máximo
2005	75,6212	239,7859	121,5970
2006	86,9993	459,9597	150,6540
2007	89,6878	405,0880	146,9240
2008	74,8226	584,3862	130,6150
2009	49,6499	82,4583	74,8830
2010	37,3875	28,1073	54,6400
PROMEDIO	69,0280	299,9642	113,2188

Quienes participan de un mercado hidroeléctrico pueden pronosticar alzas en los precios dentro de un año, estimando las reservas hídricas, de modo de disminuir la incertidumbre por la variabilidad. Para reflejar ese conocimiento de los agentes, se separa el año en dos semestres agrupando los meses por comportamiento dentro de un año hidrológico.

La Figura V-4 muestra como varían los costos marginales dentro de un año hidrológico para la barra de Alto Jahuel 220. Se observa claramente influencia del

componente hidroeléctrico en los precios, distinguiendo un período de precios altos (Enero a Julio) y otro período de precios bajos (Julio a Diciembre).

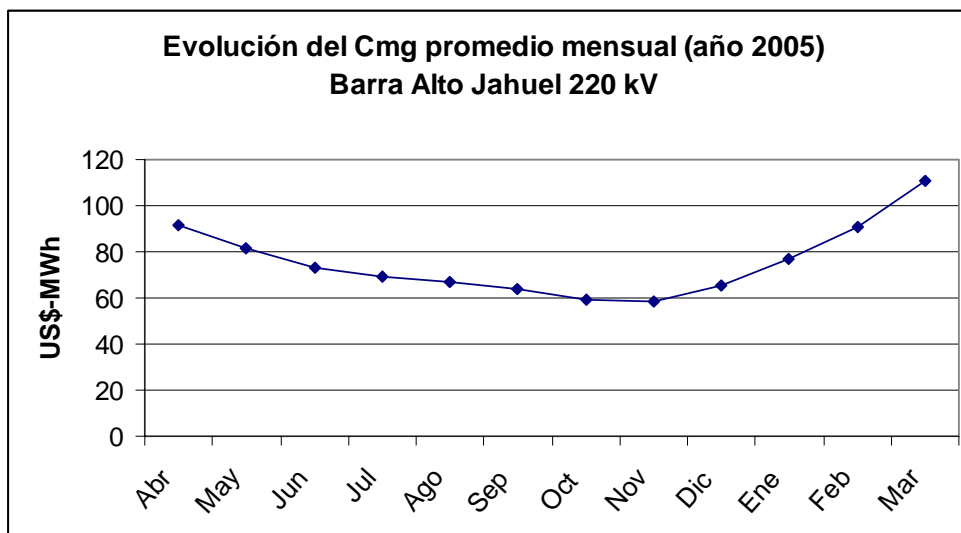


Figura V-4: Evolución del costo marginal promedio mensual esperado en la barra Alto Jahuel, año 2005.

La tendencia de la Figura V-4 se repite en el resto del sistema a lo largo del tiempo, por ello para generar condiciones para distintos escenarios para realizar un análisis más profundo, se dividió el año en dos semestres hidrológicos: Época Alta (Enero a Julio) y Época Baja (Julio a Diciembre) que representa temporada de costos marginales altos y bajos respectivamente.

Las Tabla V-14 y Tabla V-15 muestran los valores correspondientes de los precios *Spot*, desviación estándar y valor máximo para el precio *Spot* considerando los datos para Época Alta y Baja respectivamente, como promedio anual de los valores de todas las barras para el periodo 2005 a 2010.

Tabla V-14: Promedio, varianza y valor máximo del precio *Spot* esperado para la barra Alto Jahuel 220 kV para época alta (Enero a Junio), período 2005 a 2010.

Año	Promedio Anual (US\$/MWh)	Varianza	Máximo
2005	87,3070	181,8513	121,5970
2006	102,7302	381,8020	150,6540
2007	104,1107	333,8964	146,9240
2008	84,2557	672,4075	130,6150
2009	53,8232	133,3465	74,8830
2010	40,0673	35,7906	54,6400
PROMEDIO	78,7157	289,8491	113,2188

Tabla V-15: Promedio, varianza y valor máximo del precio *Spot* esperado para la barra Alto Jahuel 220 kV para época baja (Julio a Diciembre), período 2005 a 2010.

Año	Promedio Anual (US\$/MWh)	Varianza	Máximo
2005	63,9353	17,9369	74,6960
2006	71,2683	36,2011	84,5470
2007	75,2650	58,0537	91,1230
2008	65,3895	399,6828	95,8830
2009	45,4767	6,2632	53,6940
2010	34,7077	8,8099	42,8830
PROMEDIO	59,3404	87,8246	73,8043

En la construcción de escenarios se considerará la varianza ( $\sigma^2$ ) para los casos de las épocas anual, alta y baja para la barra Alto Jahuel, tal como lo muestra la Tabla V-16.

Tabla V-16: Varianza del precio *Spot* esperado, según período considerado.

Época	Varianza ( $\sigma^2$ )
Anual	299,9642
Alta	289,8491
Baja	87,8246

### V.3.6. Estimación de aversión al riesgo

El coeficiente de aversión al riesgo ( $\lambda$ ) es un parámetro que permite realizar análisis de sensibilidad sobre los resultados del modelo. Una forma de determinar  $\lambda$ , es analizar como se comportaría un inversionista promedio del mercado accionario, para tomarlo como modelo del inversionista suministrador de energía dentro de los sistemas eléctricos.

Un inversionista racional cualquiera tiene como objetivo la maximización de sus utilidades sobre la inversión y para ello debe armar un portfolio según su particular grado de aversión al riesgo, pudiendo decidir por inversiones seguras, inversiones con premio por riesgo o un *mix* de ambos tipos. Tomando conceptos financieros, se elije a un inversionista que posee una cantidad  $W$  para invertir. El inversionista decide arriesgar  $S$  en el mercado de acciones (con tasa de retorno  $m$ ) y por tanto,  $(W-S)$  en instrumentos libres de riesgo (con tasa de retorno libre de riesgo  $t$ ). Así, el problema que busca resolver el inversionista es encontrar el portfolio que maximice su utilidad sobre la inversión. Utilizando los conceptos de Grinold [Grinold96] insertos en la ecuación (5.21), para definir la función de utilidad del inversionista, se tiene que:

$$P_{inv}) \text{Max}\{E(\Pi_{inv}) - \frac{\lambda}{2} \cdot \text{Var}[E(\Pi_{inv})]\} \quad (5.60)$$

Donde:

- $E(\Pi_{inv}) = \text{Retorno} - \text{Costo Inversión}$ 

$$= (W - S) \cdot (1 + t) + S \cdot (1 + m) - W$$

$$= (W - S) \cdot t + S \cdot m \quad (5.61)$$

- $\text{Var}(E(\Pi_{inv})) = \text{Var}[(W - S) \cdot t + S \cdot m]$ 

$$= S^2 \cdot \text{var}(m) \quad (5.62)$$

Notar que  $t$  es la tasa sin riesgo y por tanto se considera estable al largo plazo, mientras que la tasa con riesgo  $m$ , posee varianza:  $var(m)$ .

P<sub>Inv</sub>) Max  $U_{inversionista}$

$$P_{Inv}) \text{ Max } (W - S) \cdot t + S \cdot m - \frac{\lambda \cdot S^2 \cdot \text{var}(m)}{2} \quad (5.63)$$

La inversión en el mercado de acciones que maximiza la utilidad se encuentra

$$\frac{\partial U_{inversionista}}{\partial S} = 0 \quad (5.64)$$

$$m - t - \lambda \cdot S \cdot \text{var}(m) = 0 \quad (5.65)$$

Como se ve en la expresión (5.65), la inversión en el mercado de acciones, está supeditada al nivel de aversión al riesgo  $\lambda$  particular del inversionista y que puede calcularse como:

$$\lambda = \frac{m - t}{S \cdot \text{var}(m)} \quad (5.66)$$

La cantidad  $S$  corresponde a una fracción del patrimonio total de inversionista, por tanto debe cumplirse que:

$$S = \alpha W, \text{ con } \alpha \in [0,1]$$

Por tanto,

$$\lambda = \frac{m - t}{\alpha \cdot W \cdot \text{var}(m)} \quad (5.67)$$



La expresión (5.67) es una expresión general para la estimación del grado de aversión al riesgo: mientras mayor sea el valor de  $\lambda$ , más reacio al riesgo es un agente. Llevando al límite, si:

- $\lambda \rightarrow \infty^+$ : agente que odia el riesgo, es completamente averso al riesgo.
- $\lambda \rightarrow 0$ : agente que gusta del riesgo, conocido en literatura como *risk lover*.

Valores estimados para  $m$  y  $t$ , permiten particularizar la expresión a un país (ya que dichos valores pueden encontrarse de estadísticas comunes para todos los mercados del país), mientras que el valores de  $W$  permiten particularizar la expresión a un sector industrial del país elegido. A continuación se especifica la forma de estimar todos los valores de los parámetros involucrados en la expresión (5.67).

a) Estimación de la tasa libre de riesgo  $t$

La tasa libre de riesgo  $t$ , se estima en base a los bonos emitidos por el Banco Central (reconocido instrumento financiero libre de riesgo), en particular corresponden a los Pagarés Reajustables con pago en cupones a 20 años del Banco Central [BancoCentral01]. Con los datos publicados por el Banco Central de Chile se toma el promedio de las tasas de interés publicadas en el período 1993 a 2002 (la estimación por promedio simple sólo tiene sentido cuando se utiliza una cantidad considerable de datos). El promedio de las tasas es 6,35% y con una despreciable de 0,00003, promedio cumpliendo el requisito que la tasa de interés sea estable en el tiempo, por lo que se valida el uso del promedio para la estimación de  $t$ .

b) Estimación de la tasa con riesgo  $m$

La tasa con riesgo de mercado  $m$ , se estima en base a los valores mensuales del IGPA<sup>9</sup> (Índice General de Precios de Acciones) del período de 1960 a 2000, con los datos publicados por el Banco Central de Chile [BancoCentral01]. El valor estimado para  $m$  es 20,15%, con una varianza,  $var(m)$ , no despreciable de 0,3673.

c) Estimación de la riqueza  $W$  del inversionista

El parámetro  $W$  representa al patrimonio del inversor, que para efectos de estimación corresponde a la utilidad del sector industrial, que en este caso es el sector de distribución eléctrica del segmento central del SIC chileno.  $W$  se estima como la utilidad promedio de una unidad vendida por el total vendido en la industria. El precio promedio de venta se calcula tomando como referencia las utilidades de la empresa CHILECTRA, considerada la más representativa del sector, por ser responsable del 64,6% de las ventas en la zona SIC Centro al año 2004 [Chilectra05] [CNE05], con una utilidad neta de 139.183.497 US\$ y un total de 11.317 GWh de energía vendida. De dichos datos, se obtiene que la utilidad promedio de una unidad vendida sea 12,2986 US\$MWh (considerando valor dólar observado del último día hábil del año). Teniendo en cuenta que el total de energía vendida en la industria es de 17.014,40 GWh (año 2004), se estima que  $W = 2,6540$  en unidades de miles de US\$.

d) Estimación de  $\alpha$

El parámetro  $\alpha$  representa la fracción de patrimonio que un inversionista está dispuesto a invertir en un mercado con riesgo. Por tanto,  $\alpha$  representa una decisión personal de cada inversor y que pertenece al rango  $[0, 1]$ .

---

<sup>9</sup> El IGPA es un índice que agrupa a casi la totalidad de las acciones con cotización bursátil y su finalidad es medir las variaciones de precio del mercado accionario en un contexto de largo plazo. [BancoCentral01].

Tabla V-17: Valores de  $\lambda$  (grado de aversión al riesgo) según valores elegidos de $\alpha$ .

$\alpha$	$\lambda$
1	0,1439
0,9	0,1599
0,8	0,1799
0,7	0,2056
0,6	0,2398
0,5	0,2878
0,4	0,3598
0,3	0,4797
0,2	0,7195
0,1	1,4390

El modelo entrega resultados correspondientes a cada posible valor de  $\lambda$  considerado en la

Tabla V-17.

## VI. VALIDACIÓN DEL MODELO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para efectos de validar el modelo presentado y las herramientas matemáticas utilizadas, se presenta a continuación los resultados obtenidos por el modelo original Green [Green02] y los resultados obtenidos por el modelo propuesto en el capítulo anterior, con los mismos parámetros utilizados por Green [Green02]. Luego de corroborar la coherencia de los resultados del modelo propuesto respecto al análisis de Green [Green02], se procede a la aplicación del modelo propuesto para el caso de Chile.

### VI.1.1. Simulación y resultados de estudio de Green: Caso de Inglaterra y Gales

En Inglaterra y Gales existe un parque generador fundamentalmente térmico, compuesto por dos grandes generadores que compiten en un mercado *spot* y de contratos de largo plazo [Newbery92]. Desde 1990 hasta 1998 se realizaron diversos cambios regulatorios que permitieron la entrada del *Retail Competition*. Green [Green02] realiza un análisis de precios mayoristas sobre la transición de monopolio regulado de distribución a *Retail Competition* para el mercado inglés.

El modelo de Green<sup>10</sup> [Green02] recoge de forma muy simplificada la realidad del sistema eléctrico de Inglaterra y Gales. Supone sólo dos agentes generadores que compiten a *la Cournot* (conocido desarrollo de duopolio de *Cournot*), que poseen costos marginales constantes e iguales. En el segmento de comercialización (integrado o no a la distribución) los agentes deciden según su grado de aversión al riesgo, enfrentando una baja varianza en los precios *Spot*, dado el sistema térmico en que están insertos.

---

<sup>10</sup> Parámetros de simulación extraídos de modelo publicado por Green [Green02].

Los valores de los parámetros del modelo realizado por Green [Green02], se muestran en la Tabla VI-1. Notar que los costos marginales son considerados iguales y constantes, para los dos generadores.

Tabla VI-1: Parámetros del sistema eléctrico inglés, según modelación de Green [Green02].

Parámetro	Valor	[Unidad]
$A$	50	$\text{£/MWh}$
$b$	2/3	$\text{£/(MWh}\cdot\text{GW)}$
$c_i, i=\{1, 2\}$	20	$\text{£/MWh}$
$\sigma^2$	5,76	$(\text{£/MWh})^2$
$n_1$	12	-
$n_2$	12	-
$V$	2,5	$\text{GW}$
$h$	0,15	-
$m$	0,063	-
$t$	0,03	-
$\text{var}(m)$	0,0256	-

La Tabla VI-2 muestra los valores estimados por Green [Green02] para la aversión al riesgo que presenta un inversionista promedio en la industria eléctrica de Gran Bretaña.

Tabla VI-2: Niveles de aversión al riesgo en mercado eléctrico inglés.

$\lambda$
-----------

0,010
0,050
0,064
0,100
0,160
0,200
0,300

La Figura VI-1, en base a los datos presentados en Tabla VI-1 y Tabla VI-2, muestra los resultados obtenidos por Green [Green02] para el promedio ponderado de precios de corto plazo y *forward* para el caso duopólico inglés.

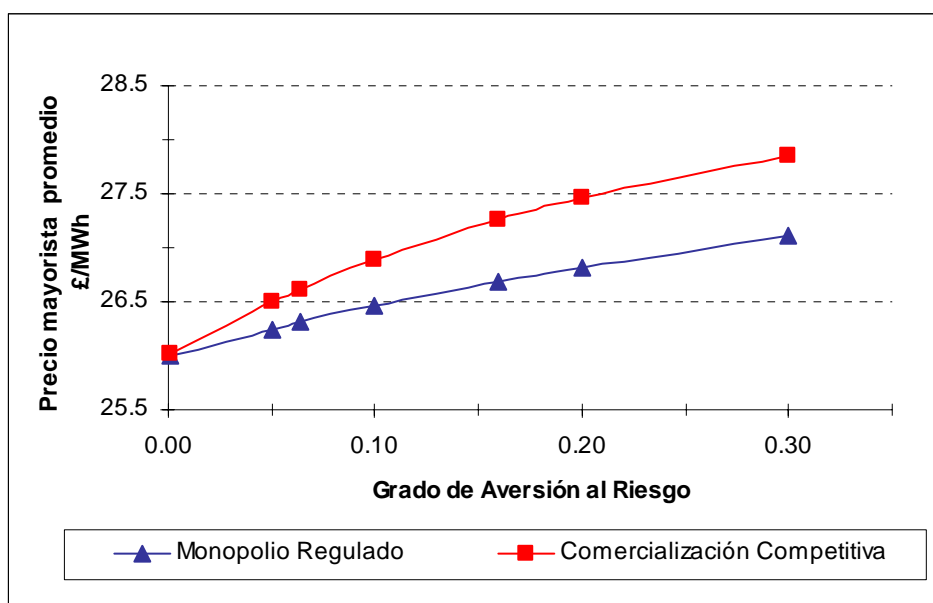


Figura VI-1: Evolución precio promedio ponderado de mercados mayoristas según aversión al riesgo del inversionista en comercialización en monopolio regulado y en competencia, caso duopolio inglés.

Green [Green02] concluye que, a pesar de lo que popularmente se cree, la competencia no siempre produce una disminución de precios. Sin embargo, esto no significa que obligatoriamente el precio final al consumidor vaya a aumentar; sólo significa que en un esquema de mercado competitivo de corto y largo plazo, los precios mayoristas promedios de transacción podrían resultar más bajos en comercialización regulada que en competitiva.

Cabe considerar que en el análisis hecho por Green [Green02] se comparan los escenarios de monopolio y competencia en comercialización, considerando todos los aspectos constantes excepto el factor de competencia, sin tomar en cuenta otros efectos que la competencia pudiese introducir (como por ejemplo, el manejo de la demanda).

VI.1.2. Resultados modelo con parque generador de tres firmas con parámetros de Green [Green02].

El modelo para un parque generador de tres firmas desarrollado en esta tesis, es más general que el presentado por [Green02] (que es sólo para dos firmas generadoras). Para aplicar el modelo nuevo al caso de Inglaterra y Gales, se supone la existencia de un tercer generador de iguales características a los definidos por Green [Green02].

La Figura VI-2 muestra el comportamiento del precio promedio de los mercados mayoristas según aversión al riesgo, al aplicar el modelo nuevo con los parámetros de Inglaterra y Gales.

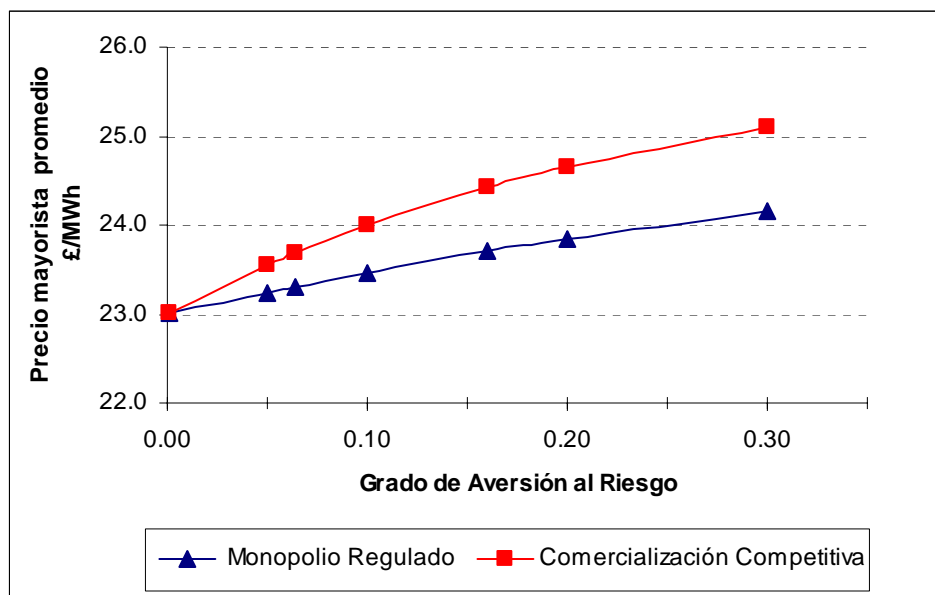


Figura VI-2: Precio mayorista promedio según grado de aversión al riesgo, simulando caso Inglaterra y Gales con segmento generación de tres firmas.

La gráfica anterior indica que el precio promedio ponderado de mercados mayoristas (de corto y largo plazo) en el caso de comercialización competitiva tiende a ser mayor (a medida que aumenta el riesgo) que en caso de comercialización integrada al monopolio de distribución.

Si bien el resultado muestra la misma tendencia que modelo original de Green [Green02], al mirar con cuidado se observa que la introducción del tercer agente competitivo produjo una baja general de los precios. La Tabla VI-3 entrega los valores promedios de los precios mayoristas en cada caso, y como era de esperarse la introducción de un nuevo agente que rompe el duopolio produce mayor competencia y una disminución en los precios.



Tabla VI-3: Precio promedio ponderado de mercados mayoristas para casos de monopolio y competencia en comercialización minorista, para parque generador inglés de dos y tres firmas competitivas.

N° Firmas	Monopolio Regulado	Comercialización Competitiva
Dos	26,52	26,94
Tres	23,53	24,06

## VI.2. Modelación para caso mercado eléctrico chileno.

El modelo desarrollado en la sección V.2.3 permite estimar el comportamiento de los precios mayoristas en el mercado eléctrico chileno para el caso (actual) de comercialización integrada a la distribución monopólica y para el caso (supuesto) de comercialización competitiva minorista. Para ello, se recogen los valores y rangos estimados (sección V.3) para cada parámetro involucrado del mercado eléctrico chileno (los rangos permiten análisis de sensibilidad).

Cabe recalcar que se asume un mercado liberalizado, es decir, no se considera los precios de nudo actuales del mercado chileno. Ello, es compatible con mercado Spot y evita las distorsiones en los precios de transacción de la energía.

El principal parámetro de sensibilidad es el grado de aversión al riesgo ( $\lambda$ ) detallado en la Tabla V-17. Por otra parte, los valores estimados para varianza del precio spot, permiten estudiar distintos escenarios (en base a la varianza anual de los costos marginales del sistema chileno (SIC Centro) y a la varianza de la época de hidrologías secas y húmedas).

Sin desmedro de lo anterior y distinto a lo estudiado por Green [Green02], el fuerte del análisis se realiza sobre la información que se desprende al utilizar los valores

de la elasticidad de la demanda respecto del precio entregadas por Galetovic *et al* [Galetovic05] para los consumidores residenciales del SIC, que fueron especificados en la

Tabla V-2 para el corto (un año), mediano (2 años) y largo plazo.

Los valores entregados por Galetovic *et al* [Galetovic05] permiten analizar el comportamiento de los precios, suponiendo que la demanda es más inelástica (como en el corto plazo) o más elástica. La equivalencia de valores y conceptos, se muestra en la Tabla VI-4.

Tabla VI-4: Referencias para valores de elasticidad

Valor Elasticidad ( $E_d$ )	Tipo Elasticidad demanda residencial SIC	Tipo Elasticidad
- 0,27	Corto plazo (C.P.)	Baja
- 0,35	Mediano plazo (M.P.)	Media
- 0,39	Largo plazo (L.P.)	Alta

Para simplificar la nomenclatura en los gráficos se denomina CMR al caso de *Comercialización Monopólica Regulada* (integrada a la distribución) y CC al caso *Comercialización Competitiva*.

#### VI.2.1. Influencia de la varianza en los precios mayoristas.

Los precios *spot* del mercado chileno tienen una alta varianza dentro de un año, debido a su condición de sistema hidrotérmico (ya que depende de las hidrologías y fluctuaciones de los precios y disponibilidad de combustibles). Si sólo se toma en cuenta los meses de hidrologías más secas (Enero a Julio o Época Alta) se encuentra que la variabilidad de los precios es mayor que en los meses de

hidrologías más húmedas (Julio a Diciembre o Época Baja). La Figura VI-3 muestra la influencia de la variabilidad del precio spot sobre el precio promedio mayorista (promedio entre precios de mercado de corto y largo plazo).

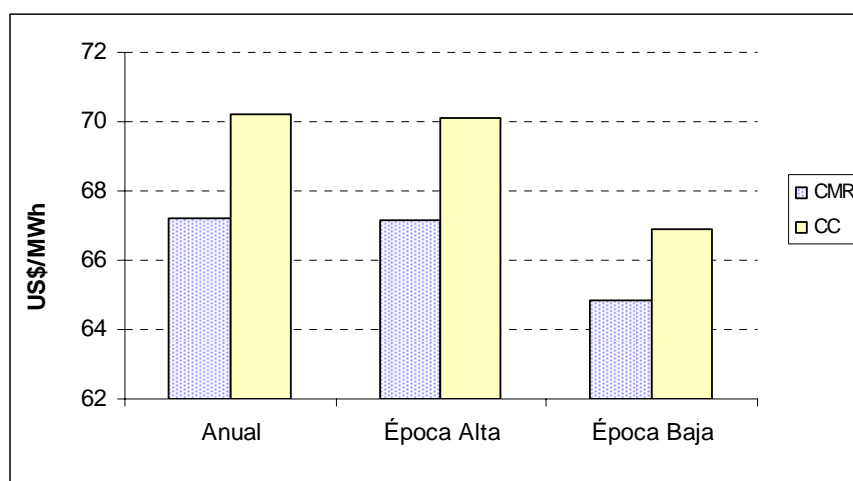


Figura VI-3: Precio promedio mercado mayorista en el corto plazo bajo distintos escenarios de varianza del precio *spot* ( $\sigma^2$ ), según tipo de comercialización.

El riesgo de la volatilidad afecta tanto a comercializadores monopólicos como competitivos. Aunque la diferencia porcentual entre las Épocas Alta y Baja es pequeña, en caso de existir *Retail Competition* los precios se afectan más con la volatilidad de los precios spot, tal como se observa en la Tabla VI-5.

Tabla VI-5: Precio promedio ponderado mercado mayorista en el corto plazo bajo distintos escenarios de  $\sigma^2$ , según tipo de comercialización.

Tipo $\sigma^2$	CMR [US\$/MWh]	CC [US\$/MWh]
Anual	67,22827	70,23492
Época Alta	67,13969	70,12491
Época Baja	64,84591	66,91310
Diferencia % entre Época Alta y Baja	3%	5%

A partir de los antecedentes anteriores, para los análisis siguientes se toma sólo la varianza real anual del precio spot ( $\sigma^2 = 299,9642$ ), ya que las tendencias resultantes son muy similares para las tres varianzas estudiadas.

### VI.2.2. Comportamiento del precio de mercado de corto plazo ( $p$ )

#### a) Evolución esperada en el tiempo del precio $p$

Fijando el grado de aversión al riesgo y asumiendo el comportamiento de la demanda estimado por Galetovic *et al* [Galetovic05] para clientes residenciales (ver Tabla VI-4), es posible predecir el comportamiento del precio del mercado de corto plazo, *ceteris paribus*.

##### i) Para grado de aversión al riesgo bajo ( $\lambda = 0,14$ )

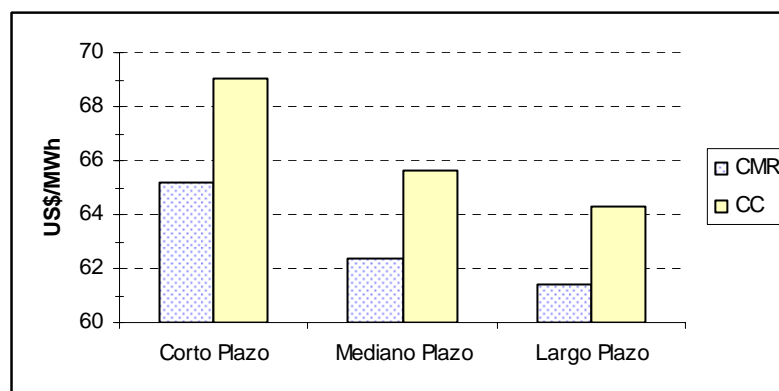


Figura VI-4: Variación de  $p$  en el tiempo, para bajo grado de aversión al riesgo.

##### ii) Para grado de aversión al riesgo alto ( $\lambda = 1,44$ )

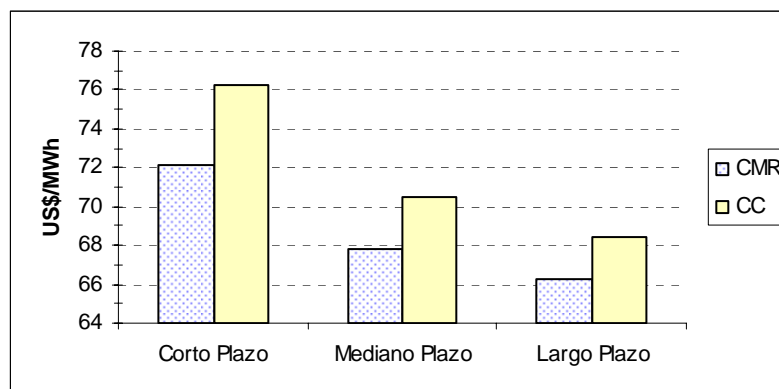


Figura VI-5: Variación de  $p$  en el tiempo, para alto grado de aversión al riesgo.

En ambos casos, se observa una disminución de los precios, aunque *ceteris paribus*, el caso comercialización monopólica regulada presenta precios menores que la comercialización competitiva. Ello se explica debido a la influencia del riesgo, ya que si bien tanto comercializadores regulados como competitivos deben enfrentar el riesgo del mercado, estos últimos además enfrentan una demanda variable (consumidores pueden cambiar de suministrador) traspasando dicho riesgo a los precios. A continuación se muestra la influencia del riesgo en los distintos casos.

b) Comportamiento precio  $p$  en caso comercialización monopólica regulada.

La Figura VI-6 muestra los precios mayoristas de corto plazo ( $p$ ), simulados para los distintos valores de la elasticidad de la demanda dados por la Tabla VI-4. En la gráfica se observa que los niveles de aversión al riesgo produce un impacto directo en los precios (aumentan si aumenta el nivel de aversión al riesgo) lo que significa que el riesgo es traspasado a los precios de una u otra forma.

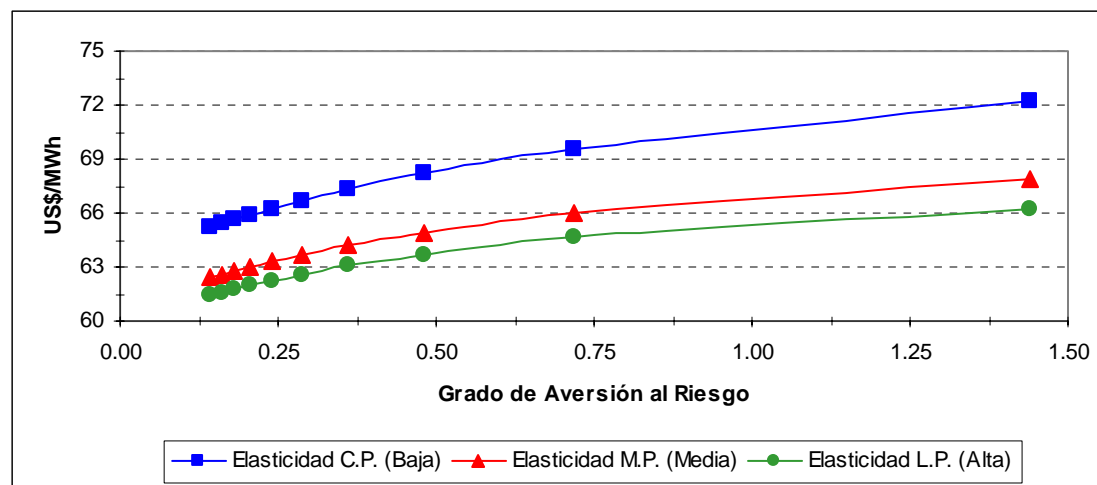


Figura VI-6: Evolución esperada del precio de mercado de corto plazo según grado de aversión al riesgo, caso comercialización integrada a distribución monopólica.

El efecto del riesgo sobre los precios es independiente de la elasticidad. Sin embargo la elasticidad provoca variación del precio sobre un mismo grado de aversión al riesgo (a mayor elasticidad menores precios). Si la demanda en el corto plazo fuese capaz de reaccionar más rápido, por ejemplo si tuviese una elasticidad “Alta”, se provocaría una disminución en los precios de hasta 8,2% (según grado de aversión al riesgo), tal como se observa en la Tabla VI-6.

Tabla VI-6: Porcentaje de disminución  $p$  de mediano (Elasticidad Media) y largo plazo (Elasticidad Alta) respecto al corto plazo (Elasticidad Baja). Caso comercialización integrada a distribución monopólica.

Grado Aversión al Riesgo	Elasticidad Media versus Baja	Elasticidad Alta versus Baja
0.14	4,3%	5,8%
0.16	4,3%	5,9%
0.18	4,4%	5,9%
0.21	4,4%	5,9%
0.24	4,4%	6,0%

0.29	4,5%	6,1%
0.36	4,6%	6,3%
0.48	4,8%	6,6%
0.72	5,2%	7,1%
1.44	6,0%	8,2%

c) Evolución precio  $p$  en caso comercialización competitiva.

Al igual que en el caso anterior (comercialización integrada a distribución monopólica), el precio de mercado de corto plazo se ve afectado por la influencia del riesgo y por la elasticidad de la demanda, tal como se muestra en la Figura VI-7.

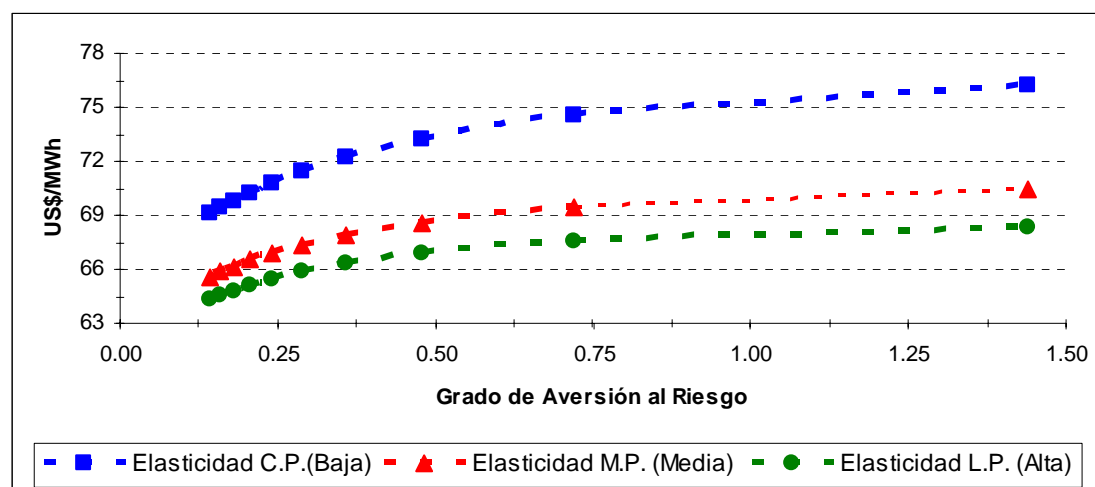


Figura VI-7: Evolución esperada del precio de mercado de corto plazo respecto de grado de aversión al riesgo, caso comercialización competitiva.

La influencia de la elasticidad es mayor que en el caso anterior, ya que si la demanda en el corto plazo fuese capaz de reaccionar más rápido, por ejemplo, si tuviese una elasticidad “Alta”, se provocaría una disminución en los precios de

hasta 10,3% (según grado de aversión al riesgo), tal como se muestra en la Tabla VI-7.

Tabla VI-7: Porcentaje de disminución del precio *spot* de mediano (Elasticidad Media) y largo plazo (Elasticidad Alta) respecto al corto plazo (Elasticidad Baja).

Caso comercialización competitiva.

Grado Aversión al Riesgo	Elasticidad Media versus Baja	Elasticidad Alta versus Baja
0.14	5,0%	6,9%
0.16	5,1%	7,0%
0.18	5,2%	7,1%
0.21	5,4%	7,3%
0.24	5,5%	7,6%
0.29	5,7%	7,9%
0.36	6,0%	8,2%
0.48	6,4%	8,7%
0.72	6,9%	9,4%
1.44	7,6%	10,3%

- d) Comparación entre precios de mercado de corto plazo bajo esquema de comercialización monopólica regulada y competitiva.

La Figura VI-8 resume los resultados obtenidos en los apartados b) y c) de esta sección. Al analizar los resultados, se concuerda con los resultados de Green [Green02], pues los precios bajo comercialización competitiva resultan siempre mayores que los precios bajo comercialización monopólica regulada (*ceteris paribus*: especialmente para igual elasticidad demanda precio).



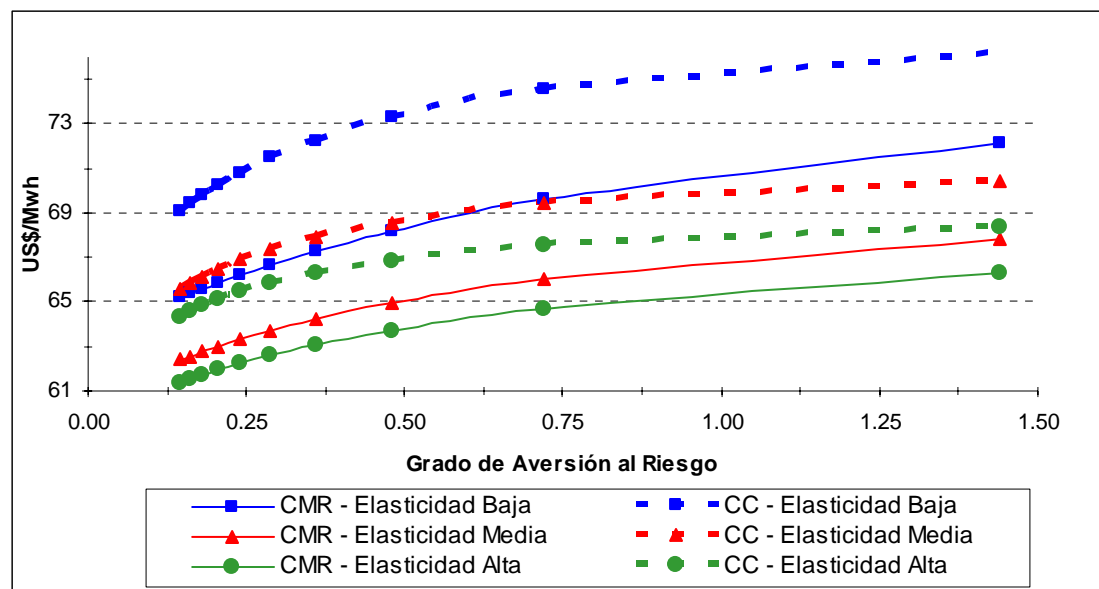


Figura VI-8: Comparación entre precios de mercado de corto plazo ( $p$ ) bajo esquema de comercialización monopólica y competitiva para elasticidad Baja, Media y Alta.

Al comparar el caso monopólico con el competitivo para una misma elasticidad, la comercialización monopólica regulada entrega precios *spot* (precio de mercado de corto plazo) siempre menores a la comercialización competitiva. Ello se explica debido a las fuentes de riesgo de cada caso.

El nivel de aversión al riesgo influye sobre la decisión de la cantidad a comprar en cada mercado (de corto o largo plazo). Al considerar igual nivel de aversión al riesgo (es decir, si el comercializador monopólico regulado compra las mismas cantidades de energía que el comercializador competitivo), el comercializador competitivo en el corto plazo enfrenta además otro riesgo: la demanda variable, lo que se refleja en los precios *spot* (de corto plazo).

### VI.2.3. Comportamiento del precio *forward* ( $f$ )

a) Evolución esperada en el tiempo del precio  $f$

Al igual que para el precio de mercado de corto plazo ( $p$ ), es posible predecir el comportamiento del precio del mercado de largo plazo (de contratos *forward*) *ceteris paribus*, fijando el grado de aversión al riesgo y asumiendo el comportamiento de la demanda estimado por Galetovic *et al* [Galetovic05] para clientes residenciales (ver Tabla VI-4).

i) Para grado de aversión al riesgo bajo ( $\lambda = 0,14$ )

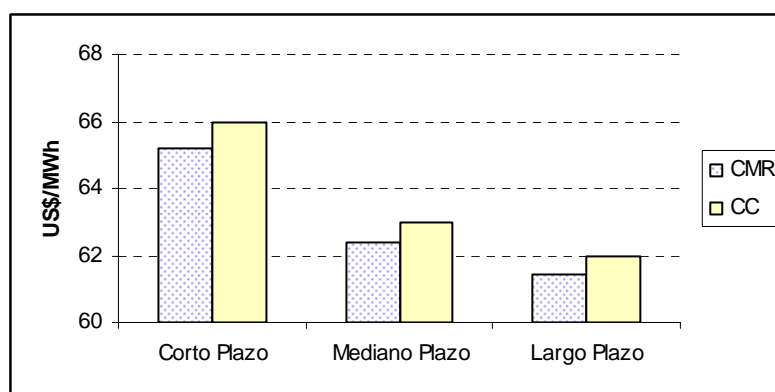


Figura VI-9: Variación de  $f$  en el tiempo, para bajo grado de aversión al riesgo.

ii) Para grado de aversión al riesgo alto ( $\lambda = 1,44$ )

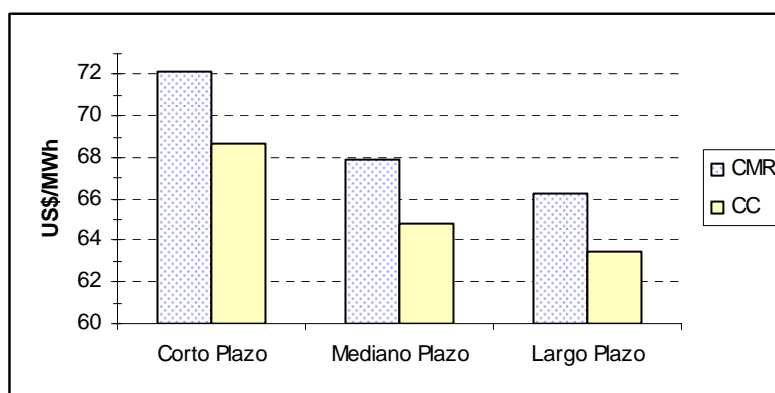


Figura VI-10: Variación de  $f$  en el tiempo, para alto grado de aversión al riesgo.

Cuando la aversión al riesgo es baja, el precio del mercado de largo plazo ( $f$ ) es menor para el caso de comercialización monopólica regulada que para el caso de comercialización competitiva. Sin embargo, cuando la aversión al riesgo es alta, la tendencia se invierte. Ello se debe a la influencia de la competencia sobre los comercializadores competitivos, quienes deben asegurar en el largo plazo precios que mantengan cautivos a los clientes, aunque aumente el riesgo de inversión del mercado. Más adelante, en el apartado d), al comparar los precios de comercialización monopólica regulada versus comercialización competitiva quedará más clara dicha influencia.

- b) Comportamiento precio *forward* en caso comercialización monopólica regulada.

El precio del mercado de largo plazo (o de contratos *forward*) presenta la misma tendencia que el caso del precio de corto plazo ( $p$ ), como lo muestra la Figura VI-11. Ello es esperable bajo el esquema de monopolio regulado, ya que por el hecho de estar regulado se elimina la incertidumbre por diferencia entre los precios presentes y futuros. Lo anterior no quiere decir que se elimina el riesgo, si no que el riesgo afecta a los precios *forward* de igual manera que a los precios de corto plazo.

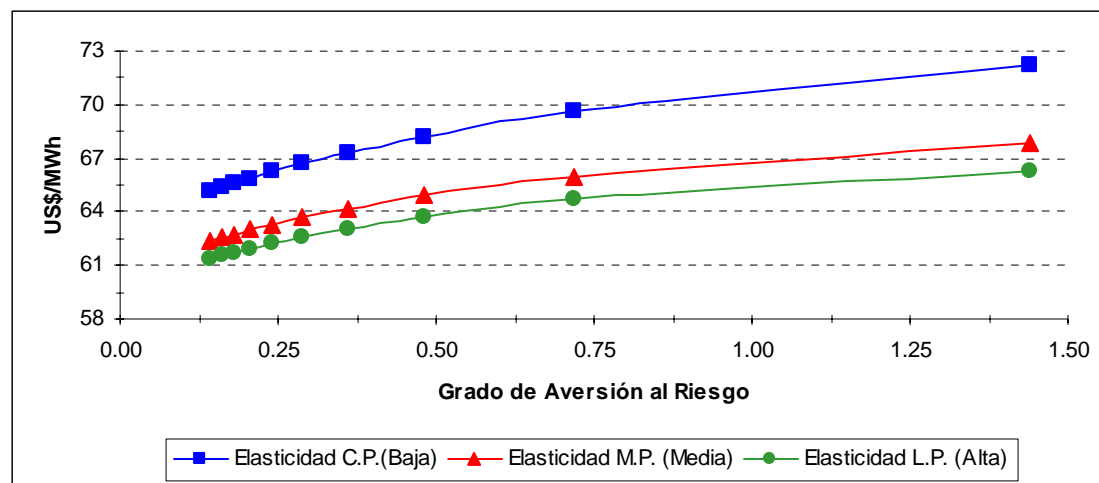


Figura VI-11: Evolución esperada del precio de mercado de largo plazo según grado de aversión al riesgo, caso comercialización integrada a distribución monopólica.

Si la demanda en el corto plazo fuese capaz de reaccionar más rápido, por ejemplo, si tuviese una elasticidad “Alta”, se provocaría una disminución en los precios de hasta 8,3% (según grado de aversión al riesgo), tal como se muestra en la Tabla VI-8.

Tabla VI-8: Porcentaje de disminución del precio *forward* de mediano (Elasticidad Media) y largo plazo (Elasticidad Alta) respecto al corto plazo (Elasticidad Baja).  
Caso comercialización integrada a distribución monopólica.

Grado Aversión al Riesgo	Elasticidad Media versus Baja	Elasticidad Alta versus Baja
0,14	4,3%	5,8%
0,16	4,3%	5,9%
0,18	4,4%	5,9%
0,21	4,4%	5,9%
0,24	4,4%	6,0%
0,29	4,5%	6,1%
0,36	4,6%	6,3%

0,48	4,8%	6,6%
0,72	5,2%	7,1%
1,44	6,0%	8,2%

c) Evolución precio *forward* bajo esquema de comercialización competitiva.

La Figura VI-12 muestra, al igual que el caso anterior, que el precio de los contratos *forward* tiende a aumentar junto a los niveles de aversión al riesgo.

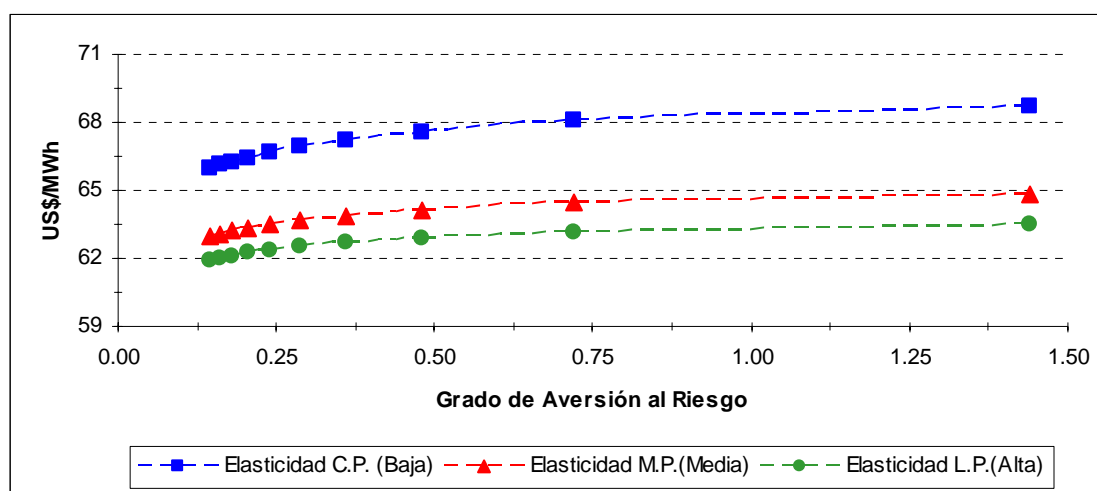


Figura VI-12: Evolución esperada del precio de mercado de largo plazo respecto de grado de aversión al riesgo, caso comercialización minorista competitiva.

Considerando la elasticidad de la demanda, ésta influye provocando una disminución de los precios de hasta 7,6%; los porcentajes de disminución respecto de los precios *forward* obtenidos en el corto plazo, se muestran en la Tabla VI-9.

Tabla VI-9: Porcentaje de disminución del precio *forward* de mediano (Elasticidad Media) y largo plazo (Elasticidad Alta) respecto al corto plazo (Elasticidad Baja).

Caso comercialización competitiva.

Grado Aversión	Elasticidad Media versus Baja	Elasticidad Alta versus Baja
----------------	-------------------------------	------------------------------

al Riesgo		
0.14	4.5%	6.1%
0.16	4.6%	6.2%
0.18	4.6%	6.3%
0.21	4.7%	6.3%
0.24	4.7%	6.4%
0.29	4.8%	6.6%
0.36	4.9%	6.7%
0.48	5.1%	6.9%
0.72	5.3%	7.2%
1.44	5.6%	7.6%

- d) Comparación entre precios de mercado de largo plazo bajo esquema de comercialización monopólica y competitiva.

La Figura VI-13 muestra el comportamiento del precio *forward* bajo esquema de comercialización monopólica regulada versus comercialización competitiva, para distintos niveles de aversión al riesgo.

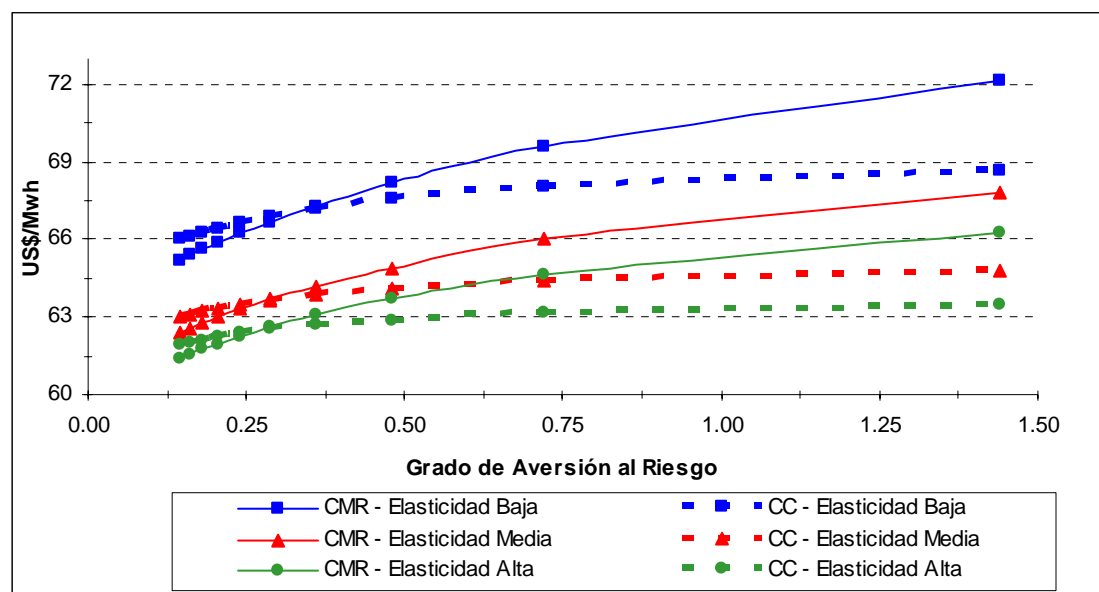


Figura VI-13: Comparación entre precios de mercado de largo plazo bajo esquema de comercialización monopólica y competitiva para elasticidad Baja, Media y Alta.

En la gráfica se presentan tres casos de elasticidades (Baja, Media, Alta) lo que permite comparar los esquemas de comercialización *ceteris paribus*. Se observa que existe un punto de grado de aversión al riesgo a partir del cual la comercialización competitiva genera precios de largo plazo menores que el caso monopólico, a diferencia de lo que sucede para el caso del precio de corto plazo ( $p$ ), en que precio con comercialización monopólica es siempre más bajo que con comercialización competitiva, independientemente del grado de aversión al riesgo.

El punto de cambio recién mencionado, no sólo depende de la aversión al riesgo, sino que también de la variabilidad del precio de corto plazo. La Figura VI-14 muestra lo mismo que la Figura VI-13 (volatilidad de época Anual: 299,9642 [US\$/MWh]<sup>2</sup>), pero utilizando la varianza menor del precio spot correspondiente a la época Baja (hidrología húmeda, volatilidad de época Baja: 87,8246 [US\$/MWh]<sup>2</sup>).

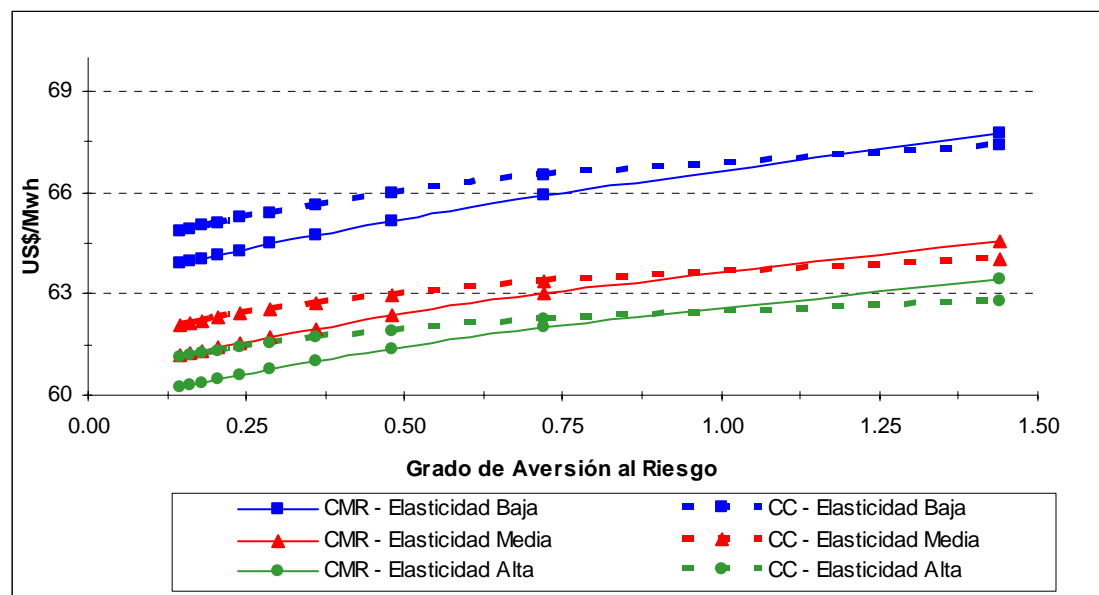


Figura VI-14: Comparación entre precios de mercado de largo plazo ( $f$ ) bajo esquema de comercialización monopólica y competitiva para elasticidad Baja, Media y Alta.

Observando con cuidado ambas figuras, se ve que la curva de monopolio regulado cambia dependiendo de la varianza y la de comercialización competitiva se mantiene. Ello se debe a que los precios del monopolio son regulados, por lo que la volatilidad de los precios se puede traspasar siempre a los consumidores finales (los precios regulados son en base a costos, es decir, si el costo de la energía sube, el precio regulado reflejará eso, no existiendo incentivos para que los comercializadores monopólicos negocien precios más bajos).

Por otro lado, la comercialización competitiva obliga a los comercializadores a mantener precios competitivos (independiente de la volatilidad del precio) para no perder a sus clientes, pues éstos se pueden cambiar de suministrador (por eso las curvas de comercialización competitiva no varían sustancialmente entre la Figura VI-13 y Figura VI-14).

VI.2.4. Comparación de precio promedio de mercados mayoristas comercialización monopólica regulada y competitiva, *ceteris paribus*.

a) Evolución esperada en el tiempo del precio promedio ponderado de mercados mayoristas.

Siguiendo el esquema de análisis de  $p$  y  $f$ , a continuación se muestra el comportamiento esperado del precio promedio ponderado (según cantidad de energía transada) de mercado mayoristas (de corto y largo plazo) *ceteris paribus*, fijando el grado de aversión al riesgo y asumiendo el comportamiento de la



demanda estimado por Galetovic *et al* [Galetovic05] para clientes residenciales (ver Tabla VI-4).

i) Para grado de aversión al riesgo bajo ( $\lambda = 0,14$ )

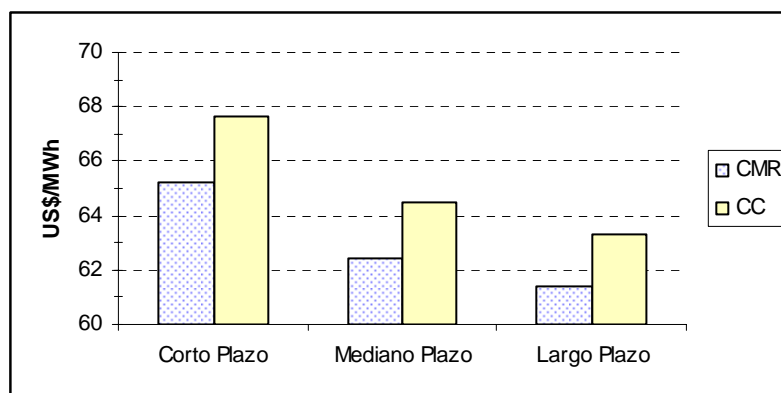


Figura VI-15: Variación de precio promedio ponderado de mercados mayoristas en el tiempo, para bajo grado de aversión al riesgo.

ii) Para grado de aversión al riesgo alto ( $\lambda = 1,44$ )

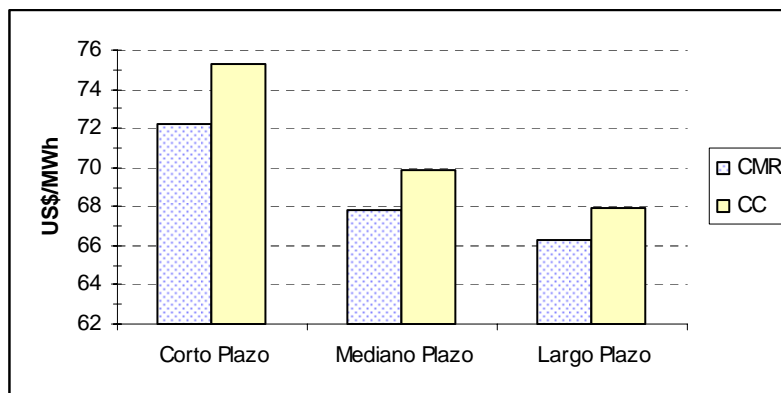


Figura VI-16: Variación de precio promedio ponderado de mercados mayoristas en el tiempo, para alto grado de aversión al riesgo.

Si bien se aprecia una disminución de los precios a través del tiempo tanto en comercialización monopólica regulada como comercialización competitiva, la comercialización competitiva presenta mayores precios en un análisis *ceteris paribus*. Ello se explicaría con las cantidades elegidas por los agentes en cada mercado, que provocan una mayor influencia del precio del mercado de corto que el de largo plazo sobre el precio promedio ponderado.

- b) Evolución de los precios promedio ponderados bajo comercialización monopólica regulada.

Considerado el caso de comercialización monopólica regulada (ver Figura VI-17) se obtiene que el precio promedio ponderado de los mercados mayoristas (promedio ponderado de  $p$  y  $f$ ) aumenta al aumentar la aversión al riesgo y disminuye si aumenta la elasticidad de la demanda. Este resultado era completamente esperable, ya que se obtuvo la misma tendencia para los casos particulares de los precios  $p$  y  $f$ .

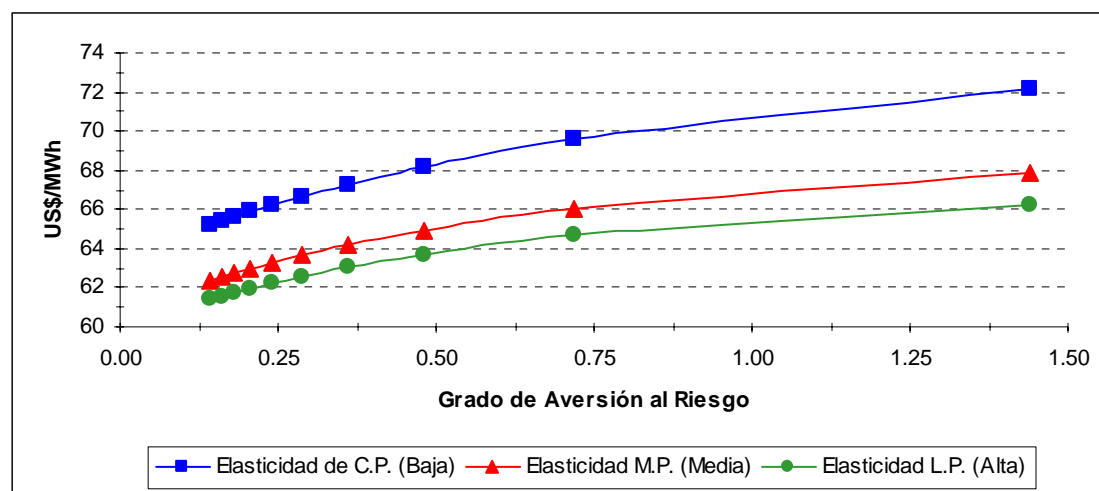


Figura VI-17: Evolución esperada del precio promedio ponderado de mercados mayoristas según grado de aversión al riesgo, caso comercialización integrada a la distribución monopólica.

- c) Evolución de los precios promedio ponderados bajo comercialización competitiva.

Considerado el caso de comercialización competitiva (ver Figura VI-18) se obtiene que el precio promedio ponderado de los mercados mayoristas (promedio ponderado de  $p$  y  $f$ ) aumenta al aumentar la aversión al riesgo y disminuye si aumenta la elasticidad de la demanda. Este resultado no era tan trivial de predecir, debido a que por separado  $p$  y  $f$  presentaron tendencias distintas.

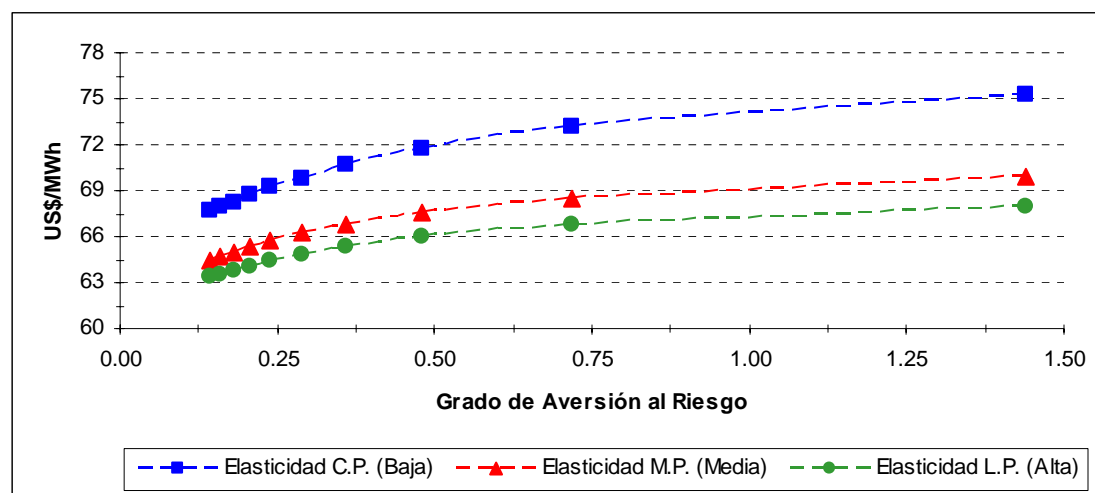


Figura VI-18: Evolución esperada precio promedio ponderado de mercados mayoristas según grado de aversión al riesgo, caso comercialización competitiva.

- d) Comparación entre precio promedio ponderado de mercados mayoristas bajo esquema de comercialización monopólica regulada y competitiva.

La Figura VI-19 reúne la información obtenida sobre precio promedio ponderado de mercados mayoristas para el caso SIC chileno. El precio promedio ponderado del caso comercialización competitiva se mantiene mayor (independiente del

grado de aversión al riesgo) que el caso de comercialización monopólica regulada, ello se explica al mayor riesgo que enfrentan los comercializadores frente a una demanda variable, el cual se refleja en los precios, considerando una comparación a elasticidad constante.

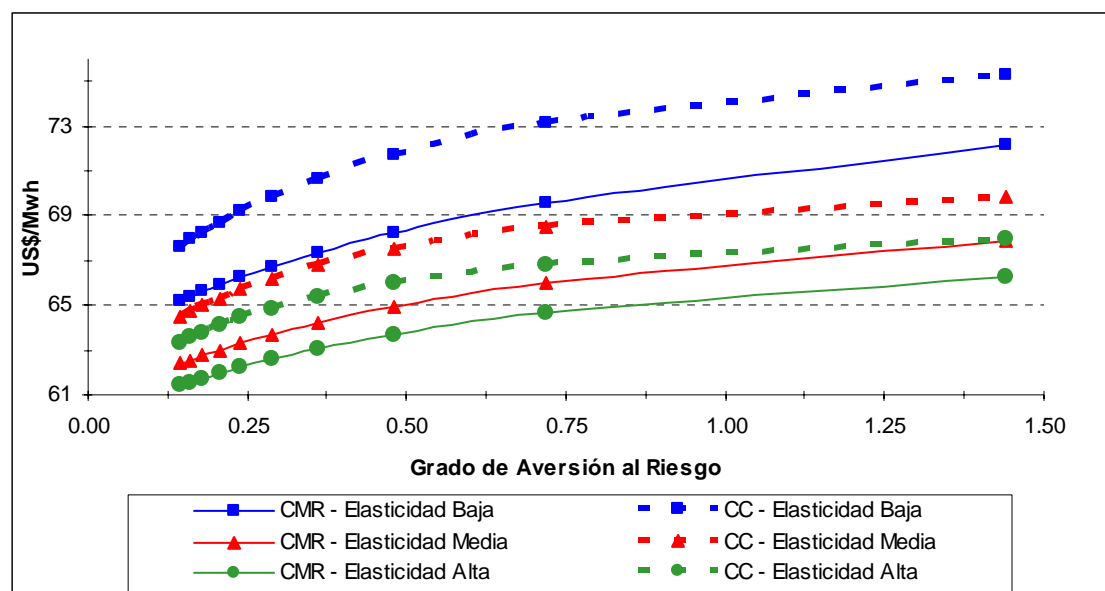


Figura VI-19: Comparación entre los precios promedio ponderados de los mercados mayoristas bajo esquema de comercialización monopólica y competitiva para elasticidad Baja, Media y Alta.

Considerando elasticidad constante, se obtiene la misma tendencia descrita por Green [Green02] en que el precio promedio de mercados mayoristas son menores bajo esquema de comercialización monopólica regulada que bajo el esquema de comercialización competitiva, haciendo socialmente más atractivo el esquema de monopolio regulado. La Tabla VI-10 muestra los valores del precio promedio ponderado para distintos escenarios, mostrando la diferencia porcentual entre los casos estudiados, en que la comercialización competitiva entrega precios mayores.

Tabla VI-10: Valores de promedio ponderado de precios de mercado mayoristas, para valores máximos y mínimos de aversión al riesgo, según tipo de elasticidad.

Tipo Elasticidad	Grado aversión al riesgo	Monopolio Regulado	Comercialización Competitiva	Diferencia % CMR vs. CC
Baja	0,14	65,2092	67,6333	3,58%
Baja	1,44	72,1785	75,2704	4,11%
Media	0,14	62,3937	64,4848	3,24%
Media	1,44	67,8524	69,8685	2,89%
Alta	0,14	61,4035	63,3456	3,07%
Alta	1,44	66,2663	67,9267	2,44%

### VI.3. Discusión del análisis de Green y nuevo análisis.

Hasta ahora, el análisis muestra que la comercialización competitiva a nivel minorista no es socialmente atractiva, ya que generaría en promedio precios mayoristas más elevados que un esquema de comercialización integrada a la distribución monopólica regulada. Dicha conclusión concuerda con los resultados obtenidos en primera instancia por Green [Green, 2002].

Sin embargo, en el análisis previo no considera características propias del comercializador. El comercializador por definición suministra energía a los clientes finales negociando los términos del contrato, en cuanto a precio y servicios asociados. A continuación se incorporará la flexibilización del consumo producida por la comercialización competitiva que se reflejará en la elasticidad precio de la demanda.

Un esquema de comercialización monopólica regulada supone que la industria enfrenta una determinada demanda. En el corto plazo, la demanda residencial es más inelástica (es decir tiene menor capacidad de reacción ante variaciones del precio) debido a que la energía eléctrica es un bien básico y una variación en su precio no hará que por decisión propia los consumidores cambien su consumo de inmediato. En el caso de Chile, a pesar de las tarifaciones diferenciadas por

potencia conectada, los distribuidores monopólicos en la actualidad no tienen cómo lograr que sus consumidores residenciales reaccionen con mayor rapidez en el corto plazo ante una eventual alza de precio. Por otra parte, los comercializadores competitivos al ofrecer a sus usuarios menús más flexibles de condiciones y tarifas, obtienen una herramienta que puede influir sobre el comportamiento de la demanda, provocando que el mercado enfrente una demanda con elasticidad distinta al caso sin comercialización competitiva e incluso cambios adicionales ante contingencias. Por ejemplo, la flexibilidad implicaría que si a los consumidores se les sube el precio en un determinado momento a cambio de reducirlo en otro momento, se induciría a la adquisición de tecnología que permita dejar de consumir en los momentos que la energía es más cara (por ejemplo, mediante autogeneración o compra de aparatos más eficientes).

Lo anterior es consistente con Paredes [Paredes, 2004] en estudio sobre horas de punta. El estudio señala que las horas de punta deben ser definidas en función de cuánto se puede afectar la cantidad demandada y de la tecnología disponible para abastecer en determinados momentos una demanda mayor, con criterio de largo plazo. Las decisiones de los consumidores se afectan tanto por contratos directos que puedan realizar entre ellos u otros generadores, como por la posibilidad de optar entre un menú de estructuras tarifarias. Como corolario, derivado de la teoría económica se concluye que a mayor certidumbre sobre las horas de punta y menús tarifarios, más elástica se hará la demanda, al elegir los consumidores las opciones tecnológicas más adecuadas y eficientes para suplir sus necesidades durante la punta.

La comercialización competitiva permitiría la existencia de menús tarifarios realmente adaptados para flexibilizar el consumo. El comercializador competitivo puede negociar los términos del suministro con cada consumidor, es decir, puede generar una cartera de clientes aprovechando las distintas necesidades energéticas y disposición a pagar. Con ello, los consumidores tendrían una gama de empresas

y opciones donde elegir (como muestra la experiencia internacional con contratos de suministro interrumpible, manejo de carga a distancia, traspaso de precios en tiempo real, suministro de calidad diferenciada, premios al ahorro, etc.). Mediante contratos se puede lograr mayor certidumbre sobre el consumo que permite estimar con certeza el comportamiento de la demanda. Los comercializadores entregan a sus clientes las herramientas (o dicho de otra manera, los amarra mediante contratos) para cambiar eficientemente la demanda.

#### VI.3.1. Incorporación del manejo de demanda

Se presenta a continuación una estimación de tendencias de comportamiento de los precios de los distintos mercados mayoristas. Se asume que los comercializadores logran un cambio en la curva de demanda, reflejado en un cambio de elasticidad de nivel Bajo a nivel Alto (considerando los valores de elasticidad dados por Galetovic *et al* [Galetovic05] especificados en la Tabla VI-4).

- a) Influencia del manejo de la demanda sobre precio de mercado de corto plazo ( $p$ ).

Para el caso de comercialización competitiva, la Figura VI-20 muestra que al aumentar la elasticidad de la demanda se produce una disminución paulatina del precio del mercado de corto plazo  $p$ , independiente del grado de aversión al riesgo. Si los comercializadores competitivos realizaran un manejo de demanda que aumente la elasticidad de la demanda a los niveles de elasticidad de largo plazo del caso monopólico (Elasticidad Alta), se lograrían precios socialmente más atractivos que el caso monopólico. Tabla VI-8

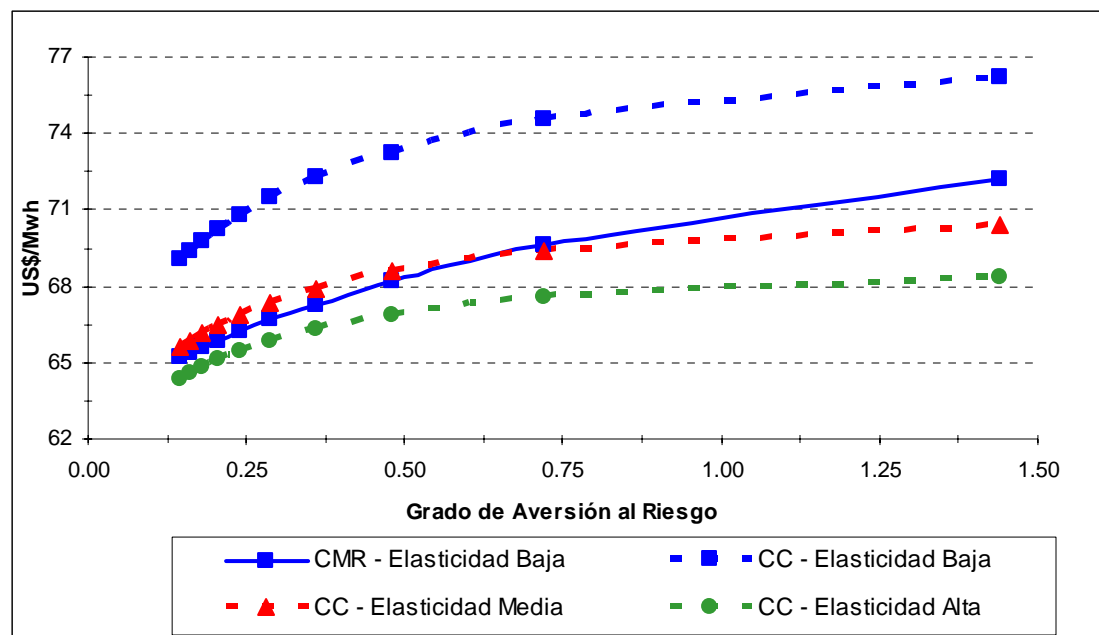


Figura VI-20: Comparación de precio  $p$  entre comercialización en monopolio regulado (**Elasticidad Baja**) y comercialización competitiva (**Elasticidad Baja, Media y Alta**).

- b) Influencia del manejo de la demanda sobre precio de mercado *forward* ( $f$ ).

Para el caso de comercialización competitiva, la Figura VI-21 muestra que al aumentar la elasticidad de la demanda se produce una disminución paulatina del precio del mercado de largo plazo  $f$ , independiente del grado de aversión al riesgo.

Aunque a diferencia del caso del precio de mercado de corto plazo, incluso cuando la elasticidad es baja, existe posibilidad de que el precio bajo comercialización competitiva sea menor que el precio bajo comercialización monopólica regulada (dependiendo del grado de aversión al riesgo de los agentes).



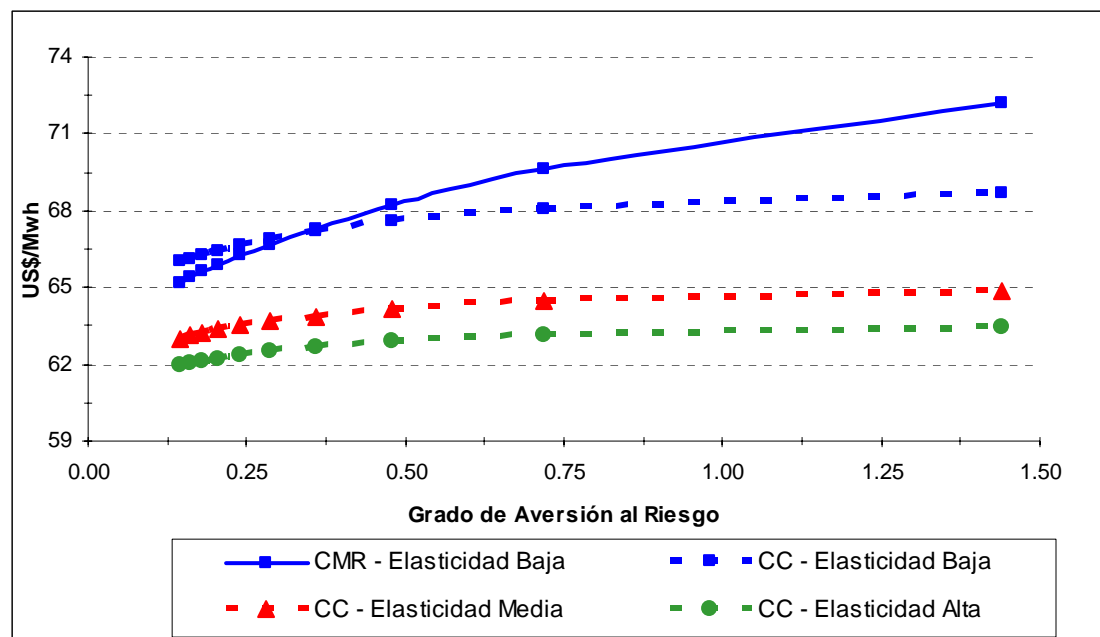


Figura VI-21: Comparación de precio  $f$  entre comercialización en monopolio regulado (**Elasticidad Baja**) y comercialización competitiva (**Elasticidad Baja, Media y Alta**).

- c) Influencia del manejo de la demanda sobre precio promedio ponderado de mercados mayoristas.

La Figura VI-22 muestra la tendencia que obtiene Green [Green02] comparando los precios promedio ponderados de los mercados mayoristas con comercialización monopólica regulada (*CMR*) versus comercialización competitiva (*CC*). Para un grado de aversión al riesgo de 0,14, los precios bajo *CC* resultan 3,58% más caros que los precios *CMR*; en el otro extremo, para el mayor grado de aversión al riesgo (1,44), la diferencia aumenta a 4,11%. De la gráfica se deduce que los precios bajo *CC* son más altos que *CMR*, independiente de la aversión al riesgo de los agentes. Esta conclusión es la misma conclusión de Green [Green02] bajo el supuesto de

*ceteris paribus*, lo que incluye asumir que la elasticidad de demanda que enfrentan comercializadores monopólicos es la misma para comercializadores competitivos.

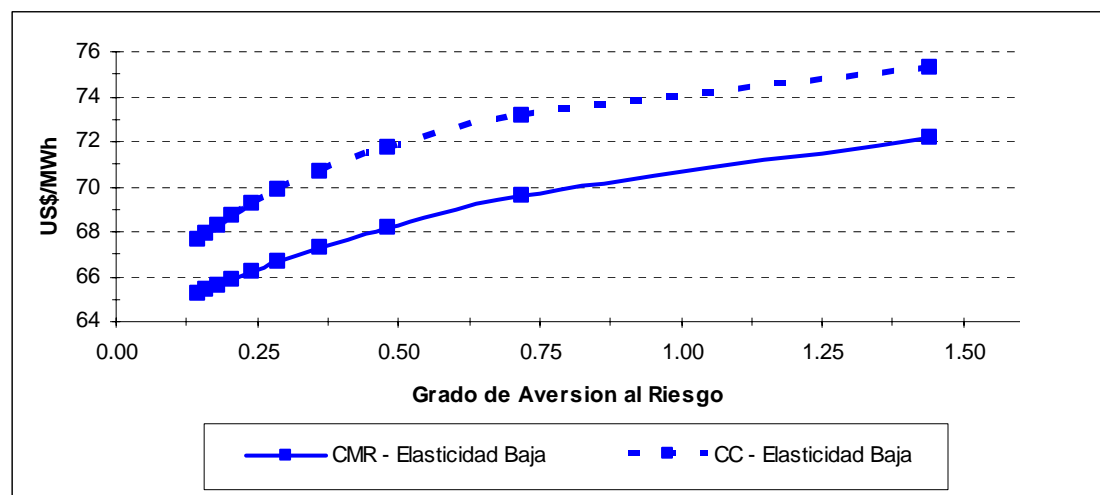


Figura VI-22: Comparación de precio promedio ponderado de mercados mayoristas entre comercialización en monopolio regulado (**Elasticidad Baja**) y comercialización competitiva (**Elasticidad Baja**).

Sin embargo, lo que Green [Green02] no considera en su análisis es el hecho que los comercializadores pueden realizar un manejo de demanda que permitiría alterar la elasticidad de la misma.

Al comparar un posible escenario de corto plazo en que los comercializadores monopólicos enfrentan una demanda inelástica (Elasticidad Baja) con el escenario de corto plazo en que comercializadores competitivos enfrentarían la demanda más elástica (Elasticidad Alta o de largo plazo para el caso monopólico) se obtiene que se invierte la tendencia de la Figura VI-22. En este caso, los precios bajo CC son menores que CMR entre 2,94% (para grado de aversión al riesgo de 0,14) y de hasta 6,26% (para grado de aversión al riesgo de 0,144); CC presenta menores

precios que CMR independiente del grado de aversión al riesgo, tal como se muestra en la Figura VI-23.

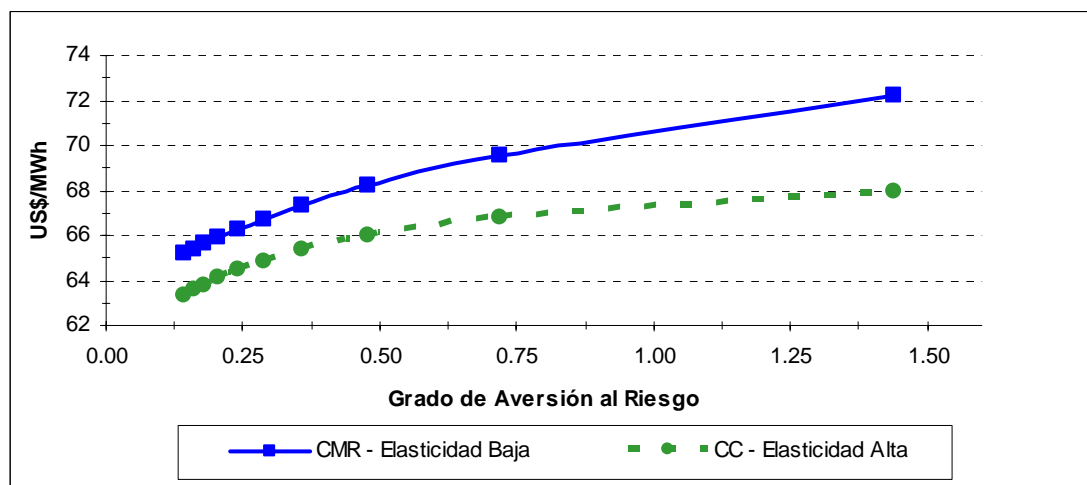


Figura VI-23: Comparación de precio promedio ponderado de mercados mayoristas entre comercialización en monopolio regulado (**Elasticidad Baja**) y comercialización competitiva (**Elasticidad Alta**).

La Figura VI-24 muestra la evolución sobre el promedio ponderado de precios de mercados mayoristas sobre el caso de comercialización competitiva considerando la influencia de la elasticidad. Incluso a nivel de Elasticidad Media el esquema de comercialización competitiva ya presenta precios mayoristas socialmente más atractivos que el esquema de comercialización monopólica regulada.

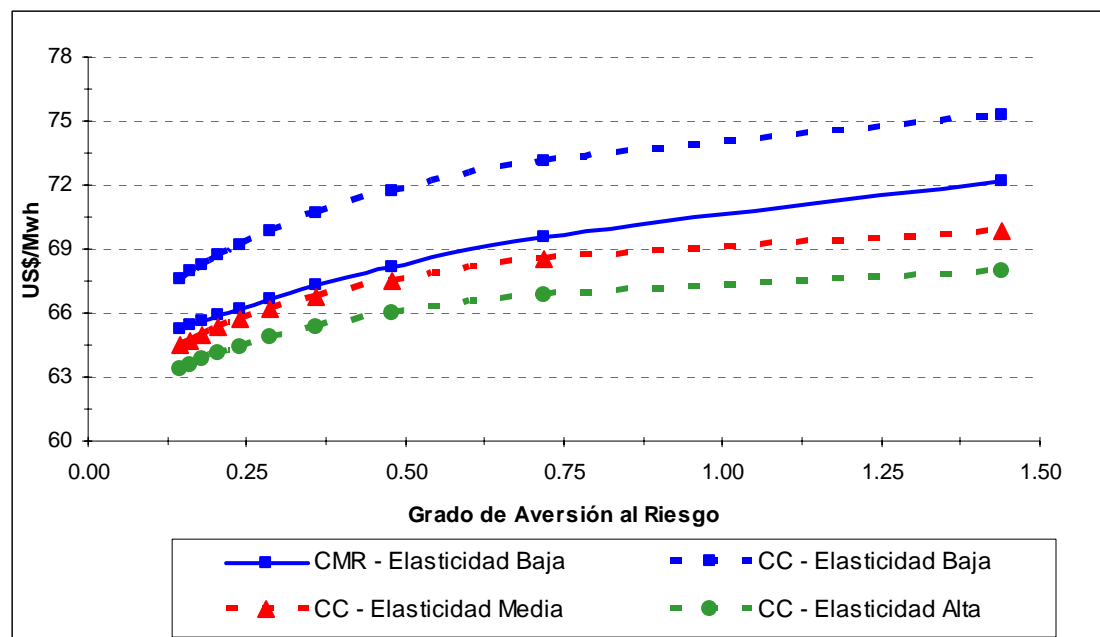


Figura VI-24: Evolución de los precios promedio ponderado de mercados mayoristas del caso comercialización competitiva según elasticidad respecto de comercialización monopólica regulada de corto plazo (de elasticidad baja).

Finalmente la Tabla VI-11 muestra la diferencia porcentual que es posible alcanzar, considerando los niveles de elasticidad dados por Galetovic *et al* [Galetovic05].

Tabla VI-11: Diferencia % de promedio ponderado de los precios de mercados mayoristas de esquemas de comercialización monopólica regulada vs. competitiva.

Grado de Aversión al Riesgo	CMR (Elasticidad Baja)	CC (Elasticidad Alta)	Diferencia % CMR vs CC
0,14	65,2092	63,3456	-2,94%
0,16	65,3921	63,5601	-2,88%
0,18	65,6133	63,8088	-2,83%
0,21	65,8863	64,1002	-2,79%

0,24	66,2318	64,4461	-2,77%
0,29	66,6833	64,8628	-2,81%
0,36	67,2991	65,3736	-2,95%
0,48	68,1902	66,0134	-3,30%
0,72	69,5989	66,8356	-4,13%
1,44	72,1785	67,9267	-6,26%

El reciente análisis asume que la existencia de comercialización competitiva produce un cambio en la curva de demanda (cambio de pendiente) respecto a la curva de demanda que enfrentan los monopolios regulados. La Figura VI-25 compara la curva de demanda que enfrenta el monopolio regulado  $D_0$ , con la nueva curva  $D_1$  que permite encontrar el equilibrio de *Cournot* para comercialización competitiva.

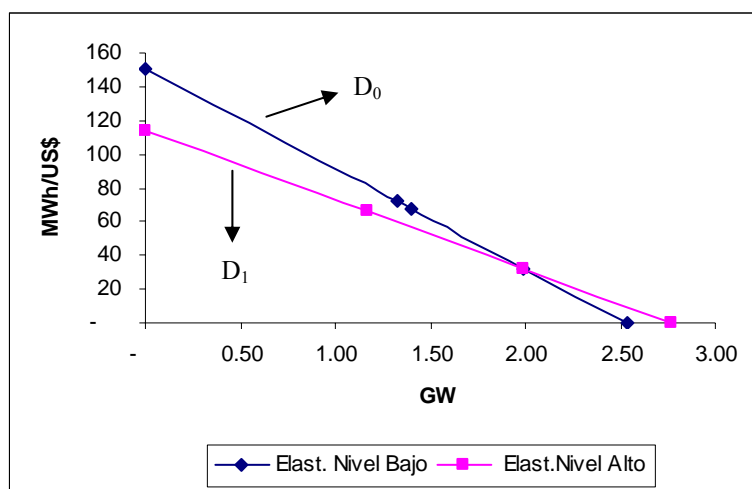


Figura VI-25: Curvas de demandas calculadas con distintos niveles de elasticidad.

Es decir, para CMR tiene sentido buscar el equilibrio en la curva  $D_0$  mientras que para CC tendría sentido hacerlo en la curva  $D_1$ . Comparando, CC resulta con precios más bajos y con menos uso de capacidad.

Pero: ¿Porqué un cambio de flexibilidad u opciones de contratos podría traducirse en un cambio en la curva de demanda?. La respuesta no es única y tampoco absoluta. La comercialización competitiva puede generar distintas alternativas de contratos de suministro diferenciado en distintos aspectos. La medición de energía puede ser distinta según la tecnología disponible, el cobro de la energía, niveles de seguridad, etc. Dependiendo de la eficacia de las herramientas usadas por los comercializadores competitivos, pueden lograr un cambio en el comportamiento de los consumidores (por ejemplo, si incentivan el uso de la autogeneración, es probable que disminuya generalizadamente el consumo en las horas *peaks* históricas).

A modo de ejemplo, supongamos que los comercializadores pueden ofrecer contratos de seguridad de suministro. En condicione normales, si existe racionamiento el corte de suministro es para todos los clientes por igual; sin embargo, existen ciertos clientes que estarían dispuestos a dejar de consumir a cambio de premios económicos mientras que otros están dispuestos a pagar extra para que no les corten el suministro.

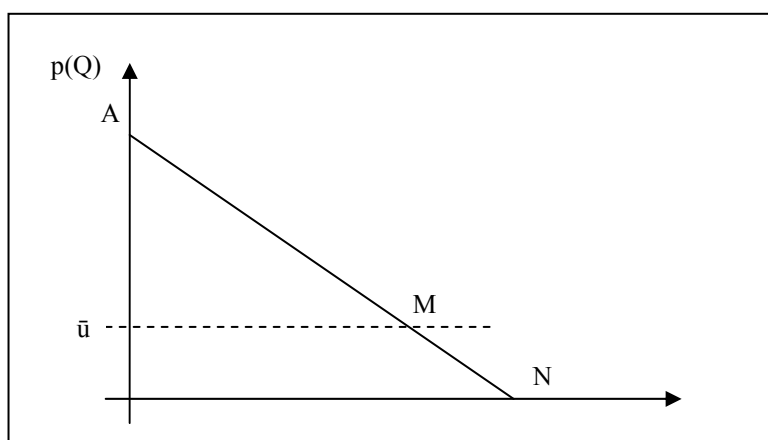


Figura VI-26: Costo de asegurar suministro respecto de curva de demanda.

Sea  $\bar{u}$  el costo de asegurar el suministro. Los consumidores del segmento AM están dispuestos a pagar un precio mayor por la energía. Ello implica que poseen un interés mayor por ella, debido a que les genera excedentes por sobre el costo de asegurar el suministro. Por tanto, los consumidores del segmento AM estarían dispuestos a pagar por asegurar el abastecimiento en caso de racionamiento. Por otra parte, los consumidores que se ubican justo en el punto M, son indiferentes a consumir energía segura o insegura, ya que sus excedentes igualan al costo de asegurar la energía. Finalmente, para los consumidores del segmento MN no es atractivo asegurar el suministro debido a que el seguro tiene un costo mayor al excedente que les genera consumir electricidad. Dado lo anterior, tiene sentido que los comercializadores vendan contratos de suministro seguro a aquéllos consumidores que están en el segmento AM. Supongamos que el precio del contrato de seguridad de suministro, es dado por la recta  $\Omega(Q)$  que es una proporción del excedente que gana un consumidor cuando recibe energía (o cuando deja de recibirla). En este caso, se asume que el mayor valor  $\Omega(Q)$  de es igual al valor del excedente por la probabilidad de corte de suministro  $\Theta$ . Por tanto,  $\Omega(0) = (p - \bar{u}) \cdot \Theta$ , lo que es congruente con la Figura VI-27.

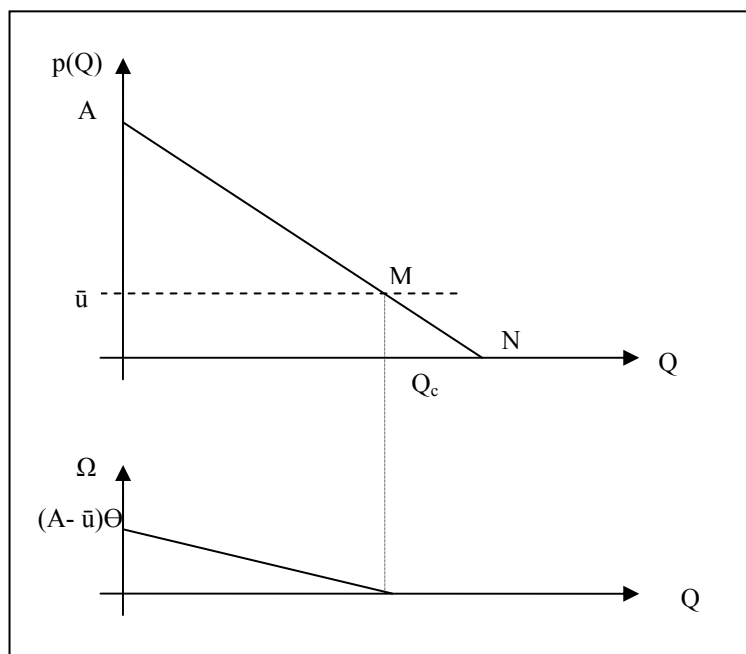


Figura VI-27: Curva de demanda (arriba) y valor de contratar seguridad (abajo).

El contrato de seguridad ofrecido por un comercializador aplica cuando existe riesgo de corte en suministro, permitiendo que los consumidores que quieran recibir energía paguen más caro por ella, mientras que los consumidores que no reciban energía reciben un bono. La nueva curva que determina el precio de la energía, esta dado por  $D_2$  (ver Figura VI-28).

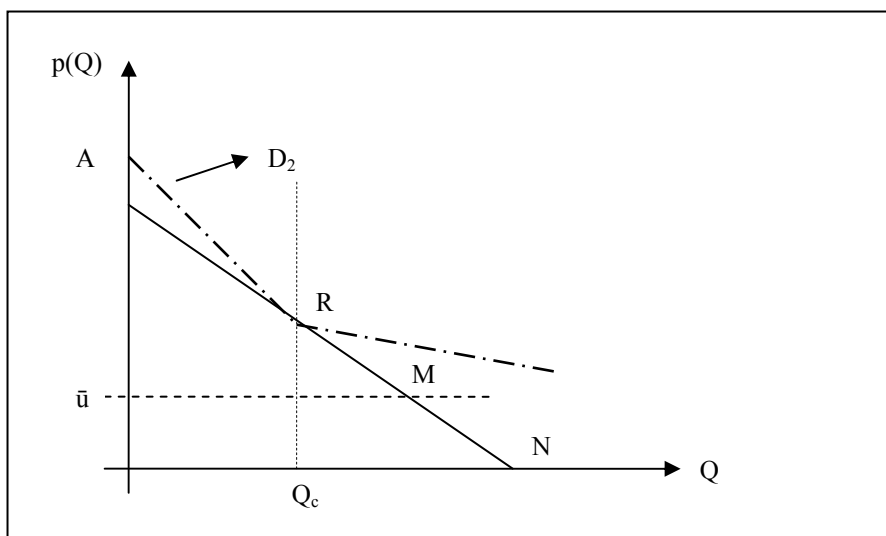




Figura VI-28: Cambio en curva de demanda provocado por contratos de suministro.

Es claro que la curva  $D_2$  tiene un punto no diferenciable, por lo que no puede ser considerada como entrada al modelo desarrollado. Por tanto, podemos dividir la curva en dos rectas, y buscar en el cual existe un mayor valor económico (según el punto de equilibrio de *Cournot* dado por el modelo) y en ese caso se elige la recta que mayor valor económico entregue. En caso de no existir el bono y sólo reciben la energía a quienes el contrato permite abastecer, la nueva curva  $D_3$  de demanda sería como muestra la Figura VI-29.

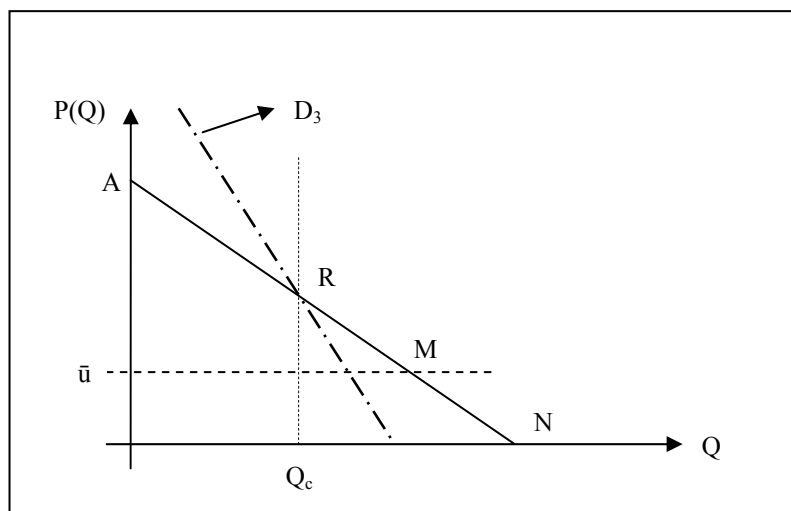


Figura VI-29: Cambio en la curva de demanda si quienes reciben energía pagan sobreprecio.

Por otra parte, suponiendo que en tiempo de crisis los consumidores que dejan de recibir energía reciben a cambio un bono, aparece una nueva curva  $D_4$  a la que se transa la energía, como muestra la Figura VI-30.

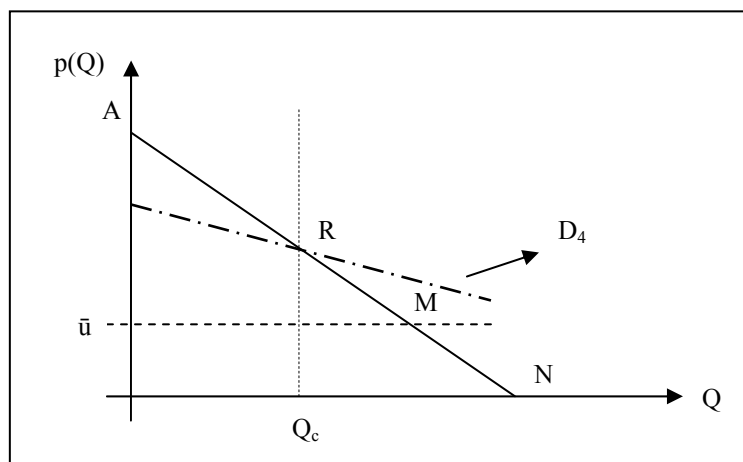


Figura VI-30: Cambio en la curva de demanda, si existen bonos por dejar recibir energía.

Para entender mejor lo anterior haremos un ejemplo numérico. Supongamos que el costo de asegurar el suministro equivale al costo marginal promedio de generación con carbón (por tanto,  $\bar{u} = 50$  US\$/MWh). Por otra parte asumiremos que la probabilidad de falla del sistema es de 30%, por tanto,  $\Theta = 0.3$ . Bajo estas condiciones, ocurre una contingencia y la capacidad asegurada por contratos se reduce a la mitad (es decir,  $Q_c/2$ ). La Figura VI-31, muestra los puntos clave para el análisis teórico de la situación y el valor del sobreprecio por energía asegurada  $\Omega(p)$ . Si la capacidad se reduce a la mitad, al mirar el gráfico inferior de la Figura VI-31, se observa que el máximo sobreprecio que deben pagar quienes reciben energía es de  $\Omega(A)$ , mientras que máximo bono es de  $\Omega(A)/2$ . Así la curva  $D_3$  queda determinada por los puntos  $(0, A + \Omega(A))$  y  $(Q_c/2, p(Q_c/2))$ , mientras que la curva  $D_4$  queda determinada por los puntos  $(Q_c/2, p(Q_c/2))$  y  $(p(Q_c), \bar{u} + \Omega(A)/2)$ .

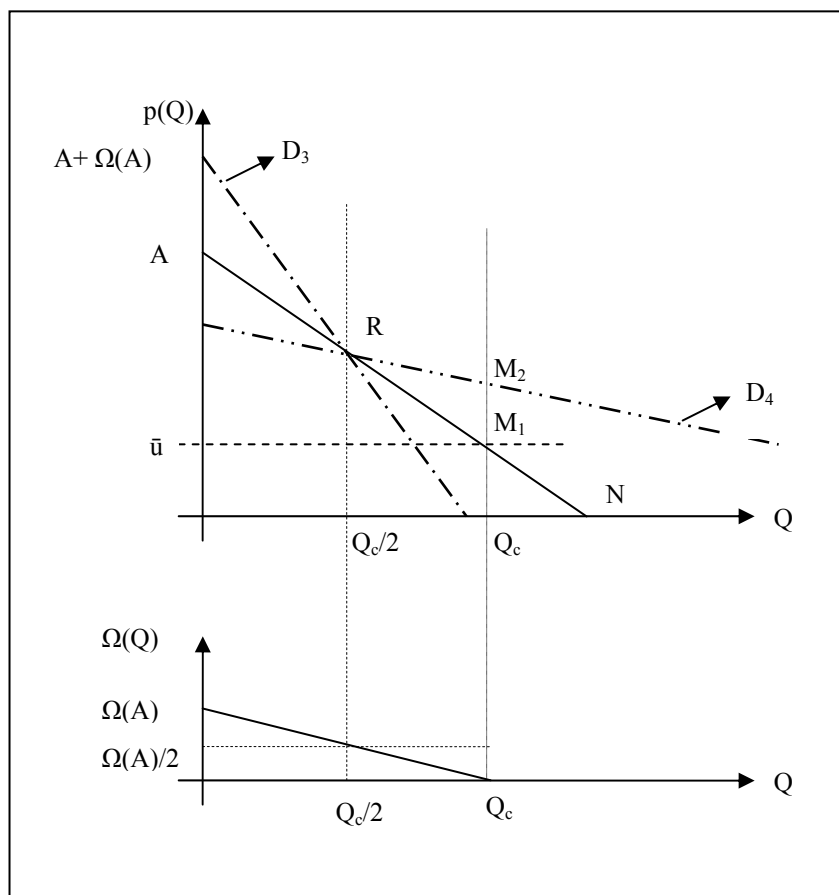


Figura VI-31: Puntos relevantes para estimación de equilibrio en nueva curva de demanda.

Al introducir las curvas  $D_3$  y  $D_4$  en el modelo propuesto, se obtiene un equilibrio factible en el dominio de la curva  $D_2$ . Dicho equilibrio se encuentra en la curva  $D_4$ , entregando mayor eficiencia económica que los casos anteriormente analizados. Los resultados son mostrados en Figura VI-32 y Tabla VI-12, y con ellos se deduce que herramientas de la comercialización competitiva (como los contratos de seguridad de suministro) pueden cambiar la curva de demanda. Es decir, si los comercializadores logran influir sobre la curva de demanda podrían obtener precios económicamente más eficientes.

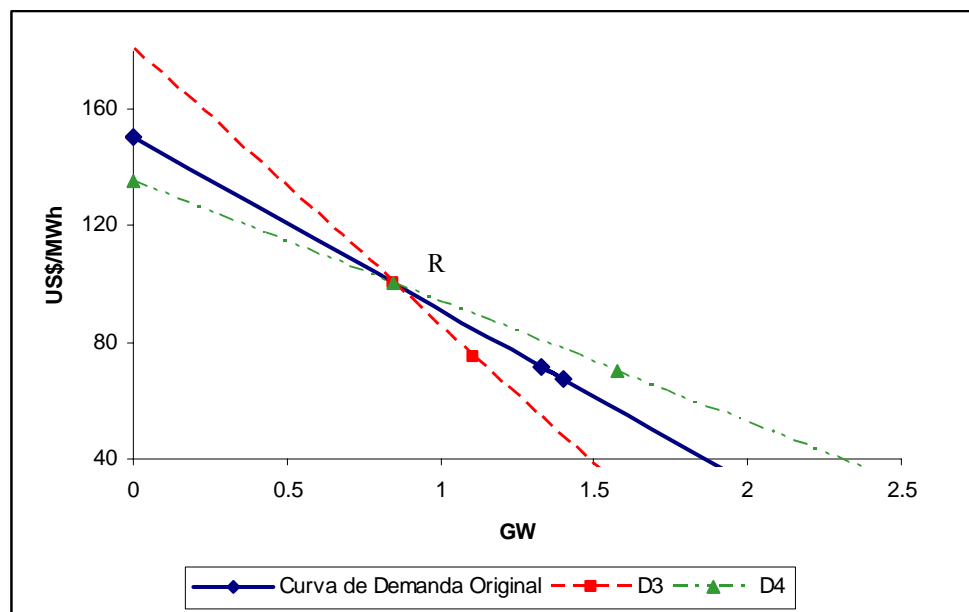


Figura VI-32: Comparación curvas de demanda con y sin contratos de seguridad.

Tabla VI-12: Comparación equilibrios de mercado con y sin contratos de seguridad.

Curva	Tipo Equilibrio	P [US\$/MWh]	Q [GW]
Demanda original	CC	71.712	1.326
D4	CC	69.982	1.573

#### VI.4. Conclusiones

El modelo presentado representa un sistema eléctrico con un parque generador de tres agentes que compiten *a la Cournot*, que permite analizar los precios mayoristas del mercado eléctrico chileno comparando el caso actual de segmento de distribución monopólico regulado con el caso supuesto de comercialización competitiva en suministro, considerando variaciones de la elasticidad de la demanda.

Al comparar el suministro regulado de energía y el competitivo *ceteris paribus*, los precios mayoristas para el caso de comercialización monopólica regulada resultan más socialmente atractivos (es decir, son precios menores) que el caso de comercialización monopólica regulada.

Sin embargo, al considerar el manejo de demanda que puede realizar un comercializador competitivo, el resultado cambia radicalmente. Si el comercializador es capaz de manejar la demanda puede obtener precios mayoristas menores que la comercialización monopólica regulada.

Cabe señalar, que si bien la modelación se realizó en base a los valores de elasticidad para consumo residencial (dados por Galetovic *et al* [Galetovic05]), las tendencias obtenidas pueden ser replicadas para los consumidores industriales cuya demanda es aún más sensible al precio.

## VII. CONCLUSIONES

Al finalizar este trabajo de investigación, es posible extraer algunas conclusiones que pueden resultar útiles para el mejoramiento del sistema eléctrico chileno. A continuación se detallan:

- El comercializador de energía eléctrica tanto a nivel mayorista como minorista es un agente competitivo factible de introducir en los mercados eléctricos, contribuyendo a una mayor flexibilidad en el manejo de los recursos disponibles y liquidez de los sistemas eléctricos.
- A nivel mundial (desde 1990 en adelante) existe un creciente interés por la aplicación de *Retail Competition* y del estudio de muchos casos de países donde la comercialización competitiva ya es una realidad. De la experiencia internacional se extrae que los comercializadores se han podido establecer ejerciendo actividades socialmente atractivas y que reportan utilidades que incentivan a los privados a realizarlas. De la experiencia internacional se recogen lecciones importantes, tales como:
  - Lecciones del Caso Colombia: es posible introducir la comercialización sin una liberalización total del mercado, ya que en el sistema colombiano aún persisten los clientes regulados. La comercialización en Colombia es una actividad atractiva a privados, ya que ha aumentado considerablemente el número de empresas comercializadoras en los últimos años. También este caso es un ejemplo sobre como establecer competencia permitiendo parcialmente la integración vertical. Si se piensa en la realidad chilena, el caso colombiano puede ser un buen ejemplo de transición hacia *Full Retail Competition*.

- Lecciones del Caso España: es posible la liberalización total del mercado (100% clientes libres) en forma paulatina. La entrada de comercializadores puede promover una diversificación de la matriz energética, incentivando el uso por energías verdes.
  - Lecciones del Caso Brasil: si existe una previsión de capacidad física y de los recursos económicos sería posible realizar una reforma exitosa que aumente la competencia en el mercado. La reforma en Brasil habría sido todo un éxito, si no hubiesen empeorado paulatinamente las condiciones de abastecimiento que provocaron la gran crisis energética (racionamiento del 20% del consumo) en el año 2001. Hoy, el sistema de licitaciones brasileño (de energía existente y nueva) unido a un variado mercado de comercialización (en cuanto a productos y servicios) permite visualizar un mercado estable en el futuro.
  - Lecciones del Caso Noruega: es posible la comercialización minorista y mayorista. Incluso es posible abrir el mercado a países cercanos (con *traders* y *brokers* internacionales) sin poner en riesgo el abastecimiento interno.
- Se presenta un modelo que contribuye con variaciones importantes respecto del modelo presentado por Green [Green02], ya que aumenta el número de agentes participantes, considera costos marginales distintos entre generadores y entrega una metodología para estimación de valores más reales de los parámetros involucrados, bajo ciertos supuestos (sistema eléctrico con parque generador de tres agentes distintos y aversos al riesgo que compiten *a la Cournot*, enfrentando en mercados de corto y largo plazo a empresas compradoras iguales (reguladas o no, dependiendo del caso) no necesariamente aversas al riesgo; en cada mercado se transa la energía a un precio único, definido por una demanda supuesta lineal, sin profundizar en aspectos hidrotérmicos del

sistema). A lo anterior se suma una discusión sobre manejo de demanda que cambia radicalmente las tendencias obtenidas por Green [Green02].

- El modelo propuesto compara el caso de comercialización monopólica regulada versus comercialización competitiva. En un análisis *ceteris paribus*, resulta que los precios de comercialización monopólica regulada tienden a ser menores que bajo comercialización competitiva. Sin embargo, al poner en evidencia posibilidad de manejo de demanda que podrían realizar los comercializadores en el mercado chileno, el modelo muestra que la comercialización competitiva puede llegar a ser socialmente atractiva en cuanto a precios, separando el desempeño de la comercialización monopólica regulada con las supuestas economías de ámbito que la justificaban.
- Si bien la modelación se realizó en base a los valores de elasticidad para consumo residencial (dados por Galetovic *et al* [Galetovic05]), las tendencias obtenidas pueden ser replicadas para los consumidores industriales cuya demanda es más sensible al precio. Bajo las condiciones establecidas en la modelación, sería posible extraer ventajas para consumidores residenciales, ventajas que según Joskow [Joskow03] todavía no han sido demostradas.
- La demanda de energía eléctrica no es obligatoriamente inelástica en el corto plazo (un año), pues depende de la estructura del mercado y de los agentes participantes. La comercialización posee herramientas para cambiar eficientemente la curva de demanda (como menús de opciones y tarifas en suministros, negociado los términos con cada cliente particular).
- Chile presenta un ambiente favorable para la introducción de la comercialización, en el marco de las últimas leyes publicadas.



- La Ley Corta I permite efectivamente el libre acceso a las redes de transmisión y sienta las bases para tarificación en los sistemas de distribución, aunque en este último punto falta lograr una tarificación aún más clara y no discriminatoria.
  - La Ley Corta II introduce las licitaciones y los incentivos al ahorro del consumo. Con las licitaciones se crea un mercado de largo plazo que permitiría lograr una mayor inversión en capacidad del sistema. Los incentivos al ahorro, si bien aún no es clara su forma de aplicación, generan una instancia para que agentes distintos a los distribuidores puedan interactuar con los consumidores finales. Ello abre una ventana hacia la introducción de *retail competition*: nace la necesidad por agentes comercializadores, ya que los generadores no poseen la información para encontrar los consumos más elásticos y las distribuidoras no tienen incentivos para hacer que los consumidores ahorren, dado el pago único que tienen por energía distribuida.
- El riesgo es un factor importante que influye sobre los precios, el modelo propuesto muestra que un aumento en el riesgo, provoca un aumento en los precios. En particular, para el caso de Chile, si bien el sistema de licitaciones conlleva el establecimiento de precios fijos competitivos (cuyo beneficio es disminuir la volatilidad en el mercado), los competidores ofertarán un precio que reflejaría el riesgo latente de largo plazo (evolución de la matriz, falta de combustibles, etc.). El comercializador podría manejar la demanda disminuyendo el riesgo. Por ejemplo si existe posibilidad de racionamiento por falta de capacidad, los comercializadores serían capaces, mediante contratos y tecnología, manejar la carga de los consumidores, lo que se traduce en una disminución del riesgo que se traspa a los precios.

- La principal conclusión para el sistema eléctrico chileno es que el mercado chileno podría rescatar los beneficios de la comercialización competitiva a nivel industrial/comercial y paulatinamente a nivel residencial. La introducción del comercializador como agente de competencia en el mercado eléctrico chileno podría ser el próximo paso para enfrentar el crecimiento de demanda, de requerimientos de capacidad y futuras crisis de abastecimiento en el sistema eléctrico chileno.
- Pasos futuros. En el ámbito de esta investigación aún existen desafíos, tales como:
  - Modelación que incorpore el  $VAD_{\text{comercial}}$ , que revele que tan eficientes pueden llegar a ser los comercializadores competitivos respecto de los comercializadores integrados a la distribución monopólica regulada.
  - Establecer cuales son las tecnologías económicamente atractivas tanto físicas como de información a utilizar por comercializadores competitivos, que permitan un manejo real de la demanda.
  - Estudiar otros aspectos involucrados en el establecimiento de *Retail Competition* como los costos de *switching*.

## BIBLIOGRAFÍA

- AGUSTE S. (1999) **El Sector Eléctrico Noruego**. Novedades Regulatorias, Volumen 2. Centro de Estudios Regulatorios FIEL. [Aguste99]
- ARIZTIA R. y WATTS D. (2002) **Las Crisis Eléctricas de California, Brasil y Chile: Lecciones para el mercado Chile**. Serie Informe económico n°129. Libertad y Desarrollo. [Ariztia02]
- BANCO CENTRAL DE CHILE (2001) **Indicadores Sociales y Económicos de Chile 1960-2000**. ISSN: 0716-2413. [BancoCentral01]
- BLACK J., ILIC M. (2001) **Survey of Technology and Cost Estimates for Residential Electricity Services**. MIT Energy Laboratory, Cambridge MA. IEEE. [Black01]
- BREALEY, R., MYERS y MARCUS, A. (1996) **Principios de Dirección Financiera**. Editorial McGraw-Hill. [Brea96]
- CABRAL L. (2000) **Introduction to Industrial Organization**. The MIT Press. [Cabral00]
- CARLSSON L. (1999) **Internacional Power Trade. The Nordic Power Pool**. Revista: Public Policy for the Private Sector. N°171. [Carlsson99]
- CASTRO N. (2004) **O novo marco regulatório do setor elétrico do Brasil**" IFE 1298, IE – UFRJ (Rio de Janeiro, Brasil). [Castro04]
- CDEC SIC (2003). Estadísticas de Operación de 1995-2004. [CDEC-SIC04]
- CHILECTRA (2005) **Memoria Anual 2004**. [Chilectra05]
- CNE (2005) **Antecedentes de Consumo en Distribución**. Chile. [CNE05]
- CNE Página electrónica oficial de la Comisión nacional de Energía de España. [www.cne.es](http://www.cne.es). [CNEE]
- CNE. Publicaciones electrónicas de la comisión Nacional de Energía (Chile). [www.cne.cl](http://www.cne.cl). [CNE]
- CONAMA. Página electrónica oficial de la Comisión Nacional del Medio Ambiente. [www.conama.cl](http://www.conama.cl) [CONAMA]
- CORREA J. (2005) **Informe Especial: Opciones de Expansión del sistema eléctrico**. Instituto Libertad VOL. XVI N° 143, ISSN 0717-7933. [Correa05]

CRE (2003) **El Desarrollo del Mercado Eléctrico Nórdico – Noruega, Suecia y Finlandia. Primera Parte.** Revista Transforma: Regulación Eléctrica y Tendencias. Año 3, numero 12. Publicación CRE México. [CRE03]

CRE (2004) **El Desarrollo del Mercado Eléctrico Nórdico – Noruega, Suecia y Finlandia. Partes Cuarta, Quinta y Final.** Revista Transforma: Regulación Eléctrica y Tendencias. Año 4, números 3, 4 y 5. Publicación CRE México. [CRE04]

CREG (1997) **Resolución 099.** Decretos CREG (Colombia). [Creg97]

CREG (1998) **Resolución 073.** Decretos CREG (Colombia). [Creg98]

CREG (1999) **Resolución 004, Resolución 042.** Decretos CREG (Colombia). [Creg99]

CREG (2001) **Resolución 092, Resolución 111.** Decretos CREG (Colombia). [Creg01]

CREG (2002) **Resolución 082.** Decreto CREG (Colombia). [Creg02]

CREG Página electrónica oficial de la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co). [CREG]

DAIGLE P. (1998) **La Tecnología Moderna se da cita con los Medidores de Energía.** Metering International, cuarta edición. [Daigle98]

DFL1: Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica. (Legislación Chilena vigente a Diciembre de 2005). [DFL1]

DIARIO ESTRATEGIA. (17 de mayo de 2005). **En la Comercialización de la Energía No Tiene por qué Haber Monopolio.** Entrevista al Ministro de Economía y Energía Jorge Rodríguez. (Chile). [Estrategia-17mayo05]

DIARIO ESTRATEGIA. (18 de mayo de 2005). **Chilectra Afirma que Faltan Actores en Generación Para Liberalizar Mercado.** Entrevista al gerente general de Chilectra Rafael López, (Chile). [Estrategia-18mayo05]

EINHORN, M. (1995). **From Regulation Competition: New Frontiers in Electricity Markets.** Kluwer Academic Publishers. Pág. 92-94. [Einhorn95]

- FISCHER R. y SERRA P. (2003) **Efectos de la privatización de servicios públicos en Chile: Casos sanitario, electricidad y telecomunicaciones.** Econpapers. [Fischer03]
- FLORES R. (2003) **Propuesta de Implementación de un mercado minorista de energía en el sector eléctrico chileno.** Memoria de Título. Universidad de Chile. [Flores03]
- GALETOVIC A. (2003) **Integración Vertical en el Sector Eléctrico: Una Guía para el Usuario.** Estudios Públicos N°91. [Galetovic03]
- GALETOVIC A., BENAVENTE J., SANHUEZA R. y SERRA P. (2005) **“Estimando la Demanda Residencial por Electricidad en Chile: El Consumo es Sensible al Precio”.** Cuadernos de Economía, Vol. 42, pp 31-61). [Galetovic05]
- GALETOVIC A., INOSTROZA R. y MUÑOZ C. (2004) **Gas y Electricidad: ¿Qué hacer ahora?.** Estudios Publicos Chile, número 96. [Galetovic04]
- GRASCO K. (1998) **Incentive-based regulation of electricity monopolies in Norway: background, principles and directives, implementation and control system.** Publicación NVE, Noruega. [Gras99]
- GREEN R. (2002) **Retail Competition and Electricity Contracts.** Working Paper. University of Cambridge and MIT. [Green02]
- GREENWOOD S. y TAGLIAFERRE L. (1999) **Electric Utility Restructuring: What Does It Mean for Residential and Small Retail Consumers in Maine?.** Maine Policy Review (publicación de otoño). [Greenwood99]
- GRINOLD R. (1996) **Domestic grapes from imported wine. Journal of portfolio management.** Vol. 26 special issue (diciembre). [Grinold96]
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2001) **Competition in Electricity Markets.** OECD/IEA. [IEA01]
- JOSKOW P. (2003) **The difficult transition to competitive electricity markets in the U.S.** MIT.[Joskow03]
- KÜHN K. y MACHADO M. (2004). **Bilateral Market Power and Vertical Integration in the Spanish Electricity Spot Market.** [Kühn04]

- LEGISLACIÓN DE BRASIL (1998) **Resolución 265**. [BraR265]
- LEGISLACIÓN DE BRASIL (2002) **Resolución 666**. [BraR666]
- LEGISLACIÓN DE BRASIL (2003) **Decreto 152**. [BraD152]
- LEGISLACIÓN DE BRASIL (2004) **Decreto 456**. [BraD456]
- LEGISLACIÓN DE BRASIL (2004) **Decreto 5163**. [BraD5163]
- LEGISLACIÓN DE BRASIL (2004) **Ley 10.848**. [Bras04]
- LEGISLACIÓN ELÉCTRICA COLOMBIANA (1999) **Ley 142**. [Colo142]
- LEGISLACIÓN ESPAÑOLA (1997) **Ley 54**. [ESPA54]
- LEGISLACIÓN ESPAÑOLA (1998) **Real Decreto 2819/1998**. [Real98]
- LEGISLACIÓN ESPAÑOLA (2000) **Real Decreto 6/2000**. [Real00]
- LEONE L. (2005) **As Associações Setoriais e um passeio pela História da Energia Elétrica no Brasil**. Conselho de Administração da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine). [Leon05]
- LEY 19.940 (marzo 2004) **Regula el transporte de Energía Eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos**. [Ley19.940]
- LITTLECHILD S. (2004) **Competition in Retail Electricity Supply**. DAE Working Paper WP 0227. Massachusetts Institute of Technology Center for Energy and Environmental Policy Research. MIT. [Littlechild04]
- LIVIK K. (2000) **From passive consumer to active customer**. IEEE. [Livik00]
- MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN. (Mayo 2005). **Ley 20.018: Modifica el marco normativo del Sector Eléctrico**. Biblioteca del Congreso Nacional. [Ley20.018]
- MORENO R. (2005) **Licitaciones de Energía Eléctrica**. Tesis de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile. [Moreno05]
- NEWBERY D. (1997) **Pool Reform and Competition in Electricity**. Regulation Series VII 1997. Project Developing competition in the British Energy Markets. [Newbery97]

NEWBERY D. y GREEN R. (1992) **Competition in the british Electricity Spot Market**. The journal of Political Economy, Vol 100, número 5 (octubre) pág. 929 a 953. [Newbery92]

NORDIC COMPETITION AUTHORITIES (2003) **A Power Full Competition Policy. Towards a more coherent competition policy in the Nordic market for electric power**. Report from the Nordic competition authorities n°1. [Nord03]

NVE (1999) **Regulations concerning financial and technical reporting, permitted income for network operations and transmission tariffs**. Publicaciones tarifarias de NVE, Noruega. [NVE99]

ONS Página electrónica oficial del Operador del Sistema Eléctrico de Brasil. [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br). [ONS]

OSBORNE M. (2004) **An Introduction to Game Theory**. Oxford University Press, Inc. Pág. 55-70, 285-288. [Osborne04]

Página electrónica oficial de la Asociación Española de la Industria Eléctrica. [www.unesa.es](http://www.unesa.es). [UNESA]

Página electrónica oficial de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica de Brasil. [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br). [CCEE]

Página electrónica oficial de la empresa Duke Energy de Brasil. [www.duke-energy.com.br](http://www.duke-energy.com.br). [Duke]

Página electrónica oficial de la empresa ENDESA España. [www.endesaonline.com](http://www.endesaonline.com). [Endesa]

Página electrónica oficial de la empresa PETROBRAS de Brasil. [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br). [PETR]

Página electrónica oficial de la Red Eléctrica de España. [www.ree.es](http://www.ree.es). [REE]

Página electrónica oficial de las empresas del Grupo REDE, Brasil. [www.gruporede.com.br](http://www.gruporede.com.br). [REDE]

Página electrónica oficial de Nord *Pool*, Noruega. [www.nordPool.no](http://www.nordPool.no). [Nord]

- Página electrónica oficial de Operador del Mercado Eléctrico Español. [www.omel.es](http://www.omel.es). [OMEL]
- Página electrónica oficial de Statnett, Noruega. [www.statnett.no](http://www.statnett.no). [Stat]
- Página electrónica oficial de Tradener Brasil. [www.tradener.com.br](http://www.tradener.com.br). [Trade]
- PALMA R. y FLATOW F (2002). **La comercialización como elemento de diversificación del producto electricidad: Modelo Celcus basado en técnicas de Clustering**. Anales del Instituto de Ingenieros de Chile. [Palma02]
- PAREDES R. (2004). **Redefinición de las Horas Punta y Eficiencia del Sistema Eléctrico**. [Paredes04]
- PAREDES R. y SAPAG J. (2001) **Fortalezas y Debilidades del Marco Regulatorio Chileno. Propuesta para un Cambio**. CIADE, Universidad de Chile. [Paredes01]
- PINGUELLI L., TIOMO M. Y LINHARES J. (1998). **A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo, uma visao crítica**. Editorial Dumará. [Pinguelli98]
- PRICEWATERHOUSE COOPERS (2004) **Estudo do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Publicaciones de Energy&Utilities Group. [Price04]
- PRODUCTORES DE ENERGÍAS RENOVABLES (2005) **Libro Blanco de la Generación Eléctrica en España**. Edición Electrónica. [Appa05]
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (2003). **El sistema eléctrico Español**. Edición electrónica. [REE03]
- REYES, F. y RUDNICK, H. (1999) **La función del comercializador en el negocio eléctrico y su aplicación en Chile**. Memoria para optar al título Ingeniero Civil de Industrias. Pontificia Universidad Católica de Chile. [Reyes99]
- ROTHWELL G. Y GÓMEZ T. (2003) **Electricity Economics Regulation and Deregulation**. Wiley Inter-science. [Rothwell03]
- RUDNICK H. (1998). **The Electric Market Restructuring in South America: Successes and Failures on Market Design**. Plenary Session, Harvard Electricity Policy Group, San Diego, California. [Rudnick98]
- SEC. Página electrónica oficial de la Subsecretaria de Electricidad y Combustibles (Chile). [www.sec.cl](http://www.sec.cl). [SEC]



SERRA P. (2002). **Regulación del Sector Eléctrico Chileno**. Revista Perspectivas (Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile), vol. 6, N° 1. Pág. 11-43. [Serra02]

SICE (Sistema de Información sobre Comercio Exterior). **Inventario de Leyes y Normas Nacionales sobre Políticas de competencia en el hemisferio occidental**. Tema: Chile. [http://www.sice.oas.org/cp\\_comp/spanish/dlr2/ldr2CHLs.asp](http://www.sice.oas.org/cp_comp/spanish/dlr2/ldr2CHLs.asp). [SICE]

STOFT S. (2002). **Power System Economics: Designing Markets for Electricity**. IEEE Press. Wiley Interscience, pág. 210-311. [Stoft02]

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS (2002) **SuperCifras**. Revista n°6 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de Colombia. [Supe02]

SVS. Página oficial de la Superintendencia de Valores y Seguros. [www.svs.cl](http://www.svs.cl). [SVS]

TESSITORE G. (2004) **A evolução da liberalização do setor elétrico brasileiro**. Artículo de: Agencia de Estado Setorial do Brasil. [Tessitore04]

TIROLE J. (1990) **La teoría de la Organización Industrial**. Editorial Ariel S.A. Barcelona. Pág. 334-366. [Tirole90]

TREASURY NSW. (1995) **Retail Competition in Electricity Supply**. Electricity Reform Taskforce. NSW publications. [Trea95]

UMPE Página electrónica oficial de la Unidad de Planeación Minero-Energética de Colombia <http://www.upme.gov.co>. [UMPE]

VASQUEZ C., RIVER M. y PEREZ-ARRIAGA I. (1999). **Revisión de modelos de casación para mercados eléctricos**. Actas de las 6° Jornadas Luso Españolas de Ingeniería Eléctrica. Volumen 3. [Vasquez99]

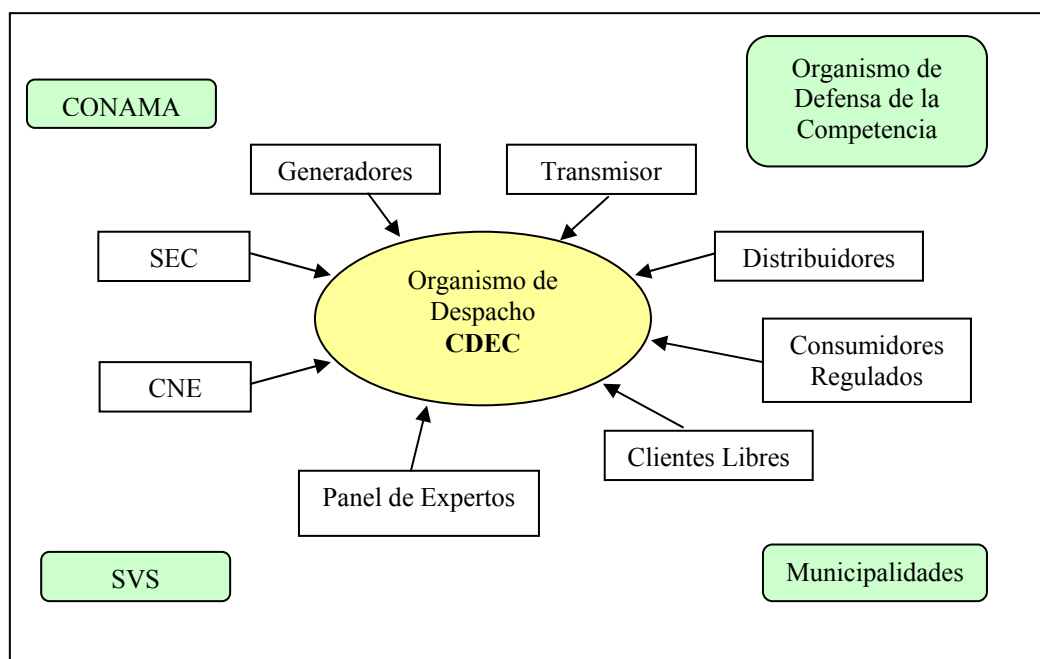
VIEIRA Y. (1999) **A Restruturacao do Setor Elétrico Brasileiro. Questões e Perspectivas**. Trabajo para optar al título Magíster en Energía (Mestre em Energia). Universidad de São Paulo. [Vieira99]

WISER R. (1999) **The Role of Public Policy in Emerging Green Power Markets: An Analysis of Marketer Preferences**. University of California. [Wiser99]

**ANEXOS**

## ANEXO 1: PRINCIPALES AGENTES PRESENTES EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

En la siguiente figura se muestra como se produce la interacción de las diferentes actividades que se desarrollan en el mercado eléctrico chileno. A continuación se describe los roles de los principales agentes involucrados.



Agentes del Mercado Eléctrico Chileno.

### a) El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)

El CDEC es definido [DFL1] como el organismo encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico incluyendo las centrales eléctricas generadoras, líneas de transmisión (a nivel troncal, subtransmisión y adicionales), subestaciones eléctricas interconectadas entre sí (incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de

usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión), que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad y calidad de servicio preestablecido por la legislación.

Cada CDEC, como encargado de regular el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas al correspondiente sistema eléctrico, debe considerar:

- Operación segura y de mínimo costo del sistema.
- Valorizar la energía y potencia para las transferencias que se realizan entre generadores. La valorización se efectúa en base a los costos marginales de energía y potencia, los cuales varían en cada instante y en cada punto del sistema eléctrico.
- Realización periódica del balance de inyecciones y retiros de energía y potencia que realizan los generadores en un período de tiempo.
- Elaboración de informes de referencia sobre los peajes básicos y adicionales que debe pagar cada central por cada uno de los diferentes tramos del sistema.

En Chile existen dos organismos de este tipo: CDEC-SING (CDEC del sistema Interconectado del Norte Grande) y CDEC-SIC (CDEC del Sistema Interconectado Central). Estos organismos no poseen personalidad jurídica y están constituidos por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico. A futuro se incorporarán subtransmisoras y grandes cliente.

Cada CDEC cuenta con un Directorio, una Dirección de Operación y una Dirección de Peajes. El Director y el personal de cada Dirección deben reunir condiciones de idoneidad e independencia que garanticen un adecuado desempeño.

Estos organismos, eminentemente técnicos y ejecutivos, desarrollan sus funciones conforme a la ley y su reglamento.

b) La Comisión Nacional de Energía (CNE)

La CNE [CNE] creada en 1978, es el principal organismo del Estado que participa en la regulación del sector eléctrico en Chile. Este organismo se encarga de:

- Elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional.
- Velar por el cumplimiento de lo anterior.
- Asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

c) El Panel de Expertos

El Panel de Expertos [DFL1] está formado por ocho personas (cinco ingenieros, dos abogados y un secretario-abogado) designados por 6 años por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

Su objetivo es la resolución de divergencias que surjan entre los agentes como fijación de peajes, conflictos al interior del CDEC, acceso a sistemas adicionales o divergencias que los involucrados en acuerdo quieran llevar al panel. Al surgir una divergencia debe presentarse por escrito, para luego ser aceptada por el secretario. El Panel de Expertos debe dirimir entre las alternativas en conflicto antes de 30 días desde la presentación de la divergencia.

d) Otros organismos que participan en el sector eléctrico

- i) El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción [DFL1]

Organismo que formula los decretos supremos regulatorios referentes a electricidad tales como: autorizaciones en materia de concesiones, autorización de los informes referentes a líneas y subestaciones de cada sistema de transmisión, normas técnicas para las exigencias de seguridad y calidad de servicios y tiene la facultad de rebajar el límite de 500 kW que los usuarios regulados opten por ser libres.

ii) Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) [SEC]

Organismo que debe vigilar la correcta aplicación de la legislación vigente, fiscalizando a las empresas de los ámbitos de generación, transmisión, distribución, seguridad de instalaciones y productos eléctricos.

iii) *Comisión Nacional del Medioambiente (CONAMA)* [CONAMA]:

Institución del Estado que tiene como misión promover la sustentabilidad ambiental del proceso de desarrollo y coordinar las acciones derivadas de las políticas y estrategias definidas por el gobierno en materia ambiental.

iv) Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) [SVS]

Institución autónoma, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que se relaciona con el Gobierno a través del Ministerio de Hacienda. Tiene por objeto la superior fiscalización de las actividades y entidades que participan de los mercados de valores y de seguros en Chile.

v) Municipalidades [DFL1]

Organismos gubernamentales con amplias facultades dentro del territorio municipal. Entre sus funciones destaca la planificación y regulación de la

comuna y de la confección de los planes reguladores y desarrollo comunal. En el ámbito eléctrico tienen autoridad sobre las concesiones de alumbrado público, las postaciones y líneas eléctricas que use bienes nacionales, entre otros aspectos.

vi) Organismos de Defensa de la Competencia [SICE]

Organismos que previenen, investigan, corrigen los atentados a la libre competencia y abusos de posición monopólica.

## **ANEXO 2: LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO**

En el sistema eléctrico colombiano, las empresas distribuidoras están a cargo del transporte de electricidad a nivel de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de los Sistemas de Transmisión Local (STR). La Ley [Creg02] permite a estas empresas distribuidoras ser paralelamente comercializadoras, sin prohibir la existencia de empresas comercializadoras que no son distribuidoras (es decir, se permite la existencia de comercializadores puros). La Ley establece que existe libre acceso a los sistemas de transmisión tanto regionales como locales. Las empresas de distribuidoras deben permitir dicho acceso a cualquier usuario que lo solicite, de manera no discriminatoria, entregando las condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas por la CREG.

Las empresas de distribución perciben ingresos, debido principalmente al cobro por el uso de la red realizado por los otros agentes al sistema. Está establecida la “Metodología de Precio Máximo” (*Price Cap*) [Creg02], que permite determinar a la CREG cuales son los cargos máximos posibles a cobrar por unidad de energía transportada en los niveles 1, 2 y 3 por las distribuidoras en su sistema, de modo de incentivar la eficiencia en las inversiones de activos.

Los cobros por uso de la red son los cargos acumulados (expresados en \$/kWh) por cada nivel de tensión, que permiten remunerar los activos de uso de los STR y SDL, y de conexión de estos sistemas al Sistema Nacional de Transmisión. Estos cargos son facturados por los comercializadores a los usuarios finales y sus valores son utilizados en el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio CU (mencionado anteriormente). Dichos cargos pueden ser de dos tipos:



- Cargo monomio: es el cargo por unidad de energía, expresado en \$/kWh, constante durante un mes, que remunera el uso de los STR y de los SDL.
- Cargo monomio horario: es el cargo monomio por unidad de energía, expresado en \$/kWh, constante para la misma hora durante un mes, que remunera el uso de los STR y de los SDL. Estos cargos se determinan a partir de la diferenciación a nivel horario de los cargos monomios, con base en las curvas de carga representativas de cada nivel de tensión del respectivo STR o SDL.

Dichos cargos se cobran a través del comercializador correspondiente, dependiendo del tipo de usuario final al que llegue la energía, del siguiente modo:

- A usuarios no regulados les corresponden los cargos monomios horarios (\$/kWh) aprobados para el respectivo nivel de tensión, los cuales serán aplicados al consumo horario registrado en el medidor ubicado en la frontera comercial.
- A usuarios regulados les corresponde el cargo monomio (\$/kWh) aprobado para el respectivo nivel de tensión, aplicable a la energía facturada correspondiente al período de facturación.
- A otros Transportadores les corresponde el cargo monomio (\$/kWh) aprobado para el respectivo nivel de tensión, aplicable a la energía mensual medida en la frontera entre los dos sistemas.

### ANEXO 3: LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

La distribución en el sector eléctrico español es una actividad monopólica y regulada, por ello la legislación española establece un mecanismo de incentivo a los agentes distribuidores de modo de suplir virtualmente la falta de competitividad real.

El modelo por incentivos funciona sobre el principio de “libre acceso de terceros a las redes”, permitiéndose el acceso no discriminatorio a las redes de distribución. Este modelo calcula la retribución global de la actividad de distribución considerando factores reales, zonas de distribución y parámetros de eficiencia en la calidad del suministro y pérdidas, y con ello determinar la retribución de cada agente distribuidor.

En general, los ingresos percibidos por cada agente distribuidor reconocido están dados por:

$$I_i = In_i + Io_i + Inf_i$$

Donde:

- $I_i$ : Ingresos percibidos por l distribuidor cualquiera i.
- $In_i$ : Ingresos netos por venta de energía eléctrica suministrada a tarifa.
- $Io_i$ : Ingresos establecidos por acometidas, enganches, verificaciones y alquileres de contadores y otros equipos de medida liquidables según reglamento establecido.
- $Inf_i$ : Ingresos netos facturados por peajes o tarifa de acceso a los agentes que realicen que realicen operaciones de tránsito.

Sin embargo, dichos ingresos deben ajustarse a lo dispuesto por la legislación que le otorga un porcentaje de la retribución global del sistema y no los ingresos reales facturados. De este modo se incentiva a que cada distribuidor trabaje de modo más eficiente para sus beneficios totales.

La retribución global de la actividad de distribución se calcula anualmente, según la siguiente formulación:

$$D_{in} = D_{in-1} \cdot \frac{(IPC - 1)}{100} \cdot (1 + (\Delta D \cdot Fe))$$

Donde:

- $D_{in-1}$ : es el costo de distribución y de comercialización a tarifa reconocido en el año anterior.
- $IPC$ : variación del índice de precios al consumo en el año correspondiente.
- $\Delta D$ : variación de la demanda entre años. En el caso de una disminución de la demanda el valor será cero.
- $Fe$ : factor de eficiencia para la determinación del costo de distribución, considerando un máximo de 0,4.

La legislación vigente [Real98] establece que la remuneración de la actividad de distribución toma en cuenta:

- Costos de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones.
- Energía circulada en los diferentes niveles de tensión.
- Un modelo por un modelo que caracterice las zonas de distribución y establezca una red de referencia de distribución considerada para todo el territorio español necesaria para enlazar la red de transporte con los consumidores finales de electricidad según ubicación geográfica, demanda de potencia y la tensión de alimentación.
- Incentivos para la calidad del suministro y la reducción de pérdidas.
- Otros costos necesarios para desarrollar la actividad de distribución
- Costos de gestión comercial.

Los costos de gestión comercial [Real98] son aquéllos gastos de la distribuidora por concepto de atención al público y el desarrollo del mercado de clientes tales como contratación, lectura de contadores y equipos de medida, facturación y cobro. Se

distinguen entre los costos de gestión comercial incurridos con consumidores a tarifa y con cualificados.

Los costos por gestión comercial por atención a consumidores regulados que adquieren su energía a tarifa son calculados mediante la fórmula:

$$\bullet \quad C_{gct} = CCs \cdot C_s + CC_{pt} \cdot P + CR_{ct} \cdot R_t$$

Donde:

- $C_{gct}$ : Costos de gestión comercial por suministro a consumidores a tarifas.
- $CCs$ : Costo unitario anual por contrato de suministro.
- $C_s$ : Contratos de suministro o pólizas de abono.
- $CC_{pt}$ : Coste unitario anual por kW contratado a tarifa.
- $P$ : Potencia contratada a tarifa superior a 1 kV.
- $CR_{ct}$ : Coste unitario anual por recibo emitido por suministro a tarifa.
- $R_t$ : Número de contratos de suministro o pólizas de abono.

Los costos por gestión comercial por suministros por contrato con consumidor cualificado, son importantes en la comparación de costos entre distribuidoras y comercializadoras. Para las distribuidoras, dichos costos son calculados mediante la fórmula:

$$C_{gcp} = CCp \cdot C_p + CR_{cp} \cdot R_p$$

Donde:

- $C_{gcp}$ : Costos de gestión comercial por consumidores o clientes cualificados.
- $CCp$ : Costo unitario anual por contrato de peajes o tarifas de acceso.
- $C_p$ : Número de contratos de peajes o tarifas de acceso.
- $CR_{cp}$ : Costo unitario anual por recibo emitido por peaje o tarifa de acceso.
- $R_p$ : Número de contratos de peajes o tarifas de acceso.

#### **ANEXO 4: LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO BRASILEÑO**

En el sector eléctrico brasileño, la actividad de distribución es desarrollada por monopolios locales, completamente regulados. Las empresas concesionarias de distribución poseen dos funciones básicas: entregar el servicio de transporte de energía eléctrica a través sus redes de baja tensión y realizar el suministro y venta de energía a los clientes regulados.

La actividad de distribución es regulada por ANEEL, institución encargada de la entrega de los permisos de concesión y de la fiscalización y fijación de las tarifas del sector que afectan tanto a clientes libres como a regulados.

En el sector existen dos tipos de tarifas, las tarifas de distribución (que afectan a clientes regulados y clientes libres suministrados a baja tensión) y las tarifas de energía (que afectan a los clientes regulados).

Las tarifas por uso del sistema de distribución son fijadas mediante un proceso denominado Revisión Tarifaria Periódica que se realiza cada cuatro años y cuyos valores se reajustan anualmente. El método utilizado se conoce, en general, como método *Price Cap*, mediante el cual se establece una tarifa media y las empresas tienen libertad para buscar reducciones de costo y beneficiarse de la eficiencia [Pinguelli98].

La Revisión Tarifaria Periódica (RTP) consiste en una revisión exhaustiva, realizada por ANEEL, de los valores involucrados en la determinación de las tarifas utilizadas por las empresas de distribución de energía. La revisión puede alterar los valores de las tarifas considerando los cambios en la estructura de costos de la empresa y del sector, de los niveles tarifarios en empresas similares nacionales e internacionales y de las mejoras realizadas por las empresas para el aumento de la eficiencia operacional. El objetivo de RTP es garantizar tarifas justas para todos los agentes, estimulando mejoras de la

eficiencia y calidad de la distribución de energía eléctrica. La RTP es obligatoria para todas las empresas y se realiza en dos fases:

- Primera fase: ANEEL establece si cada empresa revisada posee tarifas compatibles con sus respectivos costos operacionales e identifica el retorno adecuado sobre inversiones realizadas.
- Segunda fase: determinación del factor X.

El factor X es la materialización de las estimaciones de los aumentos de eficiencia esperados para cada empresa en los años siguientes a la realización de la RTP, que depende de la estructura de costos de cada empresa, por lo que puede ser un valor distinto en cada caso. X es un valor porcentual que influye sobre las tarifas en los reajustes anuales, independientemente si la empresa logra alcanzar las metas de eficiencia estimadas. Es decir, si la empresa no alcanza las metas de eficiencia sus tarifas deberán reducirse, pero si supera las metas se les mantienen las tarifas, y ganan los márgenes producidos.

Cabe señalar, que la remuneración de las empresas distribuidoras considera sólo el valor de los activos de las concesionarias que efectivamente permiten prestar el servicio, de modo de evitar que los consumidores remuneren activos con valores por encima del necesario. ANEEL utiliza el método del costo de reposición a valor de mercado, pero se pagan las llamadas “inversiones prudentes” que son las inversiones estrictamente necesarias para prestar el servicio, las que serán remuneradas por la tarifa.

La Tarifa por el Uso de Sistema de Distribución (TUSD) considera el pago del uso del sistema de transmisión, la remuneración de las distribuidoras y además de otros costos no controlables expuestos a continuación. El valor de la tarifa aplicable se define por la siguiente fórmula [BraD152]:

$$TUSD = \frac{CC}{CME}$$

Donde:

- *TUSD*: valor de la tarifa por uso de los sistemas de distribución aplicable al consumo mensual de energía eléctrica.
- *CC* (Componente de Cargo): remuneración requerida para la empresa de distribución calculada por la ANEEL en el proceso RPT, considerando inversiones prudentes.
- *CME* (Consumo del Mercado Energía): Consumo del mercado de referencia de energía (mercado análogo según el consumo de energía, definido por en el proceso RPT), descontando el abastecimiento de electricidad a otras empresas distribuidoras, en MWh.

La legislación define que los costos no controlables que influyen en el cálculo tarifario entre otros, son:

- *RGR* (Reserva Global de Revisión): cargo que tiene por finalidad generar recursos para la revisión, expansión y mejoría de los servicios públicos de energía eléctrica. Sólo se aplica a los concesionarios. Este cargo estará vigente hasta el año 2010.
- *Compensación Financiera*: cargo que tiene por finalidad generar recursos para la exploración petrolífera, gasífera, de recursos hídricos para la generación de electricidad y de recursos minerales en todo el territorio brasileño. Se aplica a los productores de energía eléctrica, quienes los traspasan a las distribuidoras.
- *CCC* (Cuenta de Consumo de Combustibles): cargo que tiene por finalidad reducir la tarifa que pagan los consumidores que utilizan energía producida por centrales termoeléctricas que utilizan combustible fósiles. Este cargo se reduce progresivamente y será eliminado el año 2006.
- *TFSEE* (Tasa de Fiscalización de los Servicios de Energía Eléctrica): cargo destinado a cubrir los costos de ANEEL. Todos los agentes del sistema deben pagar este cargo. Para el caso de la distribución, este cargo es TFD y se define como:

$$TFD = D_U \cdot \frac{E_D}{8,76 \cdot FC}$$

Donde:

- *TFD*: Tasa de fiscalización de la concesión de la distribución.
- *D<sub>U</sub>*: 0.5% del valor unitario del beneficio anual debido a la explotación del servicio de distribución.
- *E<sub>D</sub>*: Energía anual facturada por concepto de servicio de distribución en MW/hora.
- *FC*: Factor de carga anual promedio de las instalaciones de distribución.

Los ajustes tarifarios están dados por la siguiente formulación general:

$$IRT = VPA_1 + RA_0 \cdot VPB_0 (IGPM - X)$$

Donde:

- *IRT*: índice de reajuste tarifario que debe ser aplicado anualmente.
- *VAP<sub>1</sub>*: corresponde a la evolución de los costos no controlables, es decir, aquéllos independientes a la gestión de la empresa de distribución, del año en que se aplica la tarifa.
- *VPB<sub>0</sub>*: corresponde a la evolución de los costos controlables, que dependen fundamentalmente de la eficacia de la gestión empresarial de la empresa de distribución, durante el año anterior.
- *RA<sub>0</sub>*: corresponde a la renta anual de la empresa de distribución del año anterior.
- *IGPM*: índice general de precios de mercado.
- *X*: es el factor X definido anteriormente.

Para el caso de los clientes libres, estos sólo pagarán a las distribuidoras los cargos correspondientes al uso de los sistemas de distribución. Así, se establecen contratos entre las distribuidoras y cliente libre que deberán contener información sobre



[BraD456]: Cláusulas administrativas, identificación del punto de entrega, nivel de tensión del suministro, demanda contratadas con los respectivos cronogramas que indiquen segmento horario-zonal, energía activa contratada (cuando fuese el caso) condiciones de revisión de la demanda contratada y/o de la energía eléctrica activa contratada, fecha de inicio del abastecimiento y plazo de vigencia, condiciones de la tarifa de fuera de pacto, criterios de anulación del contrato.

En el caso de los clientes regulados, éstos deben pagar a las empresas de distribución las tarifas por el uso del sistema de transmisión y de energía. La tarifa de energía, es una tarifa completamente regulada definida por ANEEL y se aplica sobre toda la energía consumida por los clientes regulados [BraR666]. Para la asignación de las tarifas reguladas, los consumidores son divididos según su tensión de suministro (en alta, media y baja tensión) y la actividad en que se utiliza la energía suministrada (industrial, comercial, rural, residencial, servicio público y alumbrado público).

La legislación establece que las empresas de distribución deben tener un respaldo físico del 95% del total de los requerimientos de energía a través de generación propia y/o de contratos de compra de energía. Dicha energía debe ser adquirida a través de licitaciones públicas bajo la modalidad de subastas. El 5% restante puede ser adquirido en el Mercado de Corto Plazo con contratos con plazos menores a seis meses. En el caso que las distribuidoras posean excesos de energía, estos pueden ser vendidos en el Mercado de Corto Plazo.

Finalmente cabe señalar, que la estructura tarifaria (conjunto de componentes aplicables al consumo de energía eléctrica y/o demanda de potencia activa de acuerdo con las modalidades del suministro) se clasifica en dos tipos:

- *Estructura convencional*: se caracteriza por la aplicación de tarifas de consumo de energía eléctrica y/o demanda de potencia independientemente de las horas de utilización del día o de los períodos del año. Se reconoce la tarifa por

consumo (pago de la energía total consumida en un período de 30 días y pago por demanda (se paga el mayor valor entre la demanda contratada y las demandas registradas en el aparato de medición).

- *Estructura tarifaria hora-zonal*: se caracteriza por a aplicación de tarifas diferenciadas de consumo de energía eléctrica y de demanda de potencia, según las horas de utilización en el día y de los períodos del año. La Ley [RES456/2004] define:
  - Tarifa Azul: aplica tarifa diferencia de acuerdo con el consumo de energía eléctrica según las horas de utilización en el día y los períodos del año y con tarifas diferencias de potencia según las horas de utilización en el día.
  - Tarifa Verde: aplica tarifa diferencia de acuerdo con el consumo de energía eléctrica según las horas de utilización en el día y los períodos del año y con tarifa única para la demanda por potencia.
  - Horario de Punta: se aplica tarifa diferenciada al consumo realizado en un período de tres horas consecutivas en días laborales definido por la concesionaria de distribución, considerando las características del sistema eléctrico.
  - Horario fuera de Punta: período complementario al período de tiempo del horario de punta.
  - Período Húmedo: aplica tarifa diferenciada al consumo realizado entre diciembre de un año y abril del año siguiente.
  - Período Seco: aplica tarifa diferencial al consumo realizado entre los meses de mayo a noviembre.

## **ANEXO 5: LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NORUEGO**

La actividad de distribución [Statt] [Roth03] está subdividida en dos categorías, dependiendo de si las redes interconectan regiones (County Roads) o si son distribuidoras locales (Local Roads). En ambos casos, dependiendo de los requerimientos de los usuarios finales, las empresas de distribución pueden realizar empalmes para entregar energía eléctrica.

Los distribuidores de energía eléctrica son definidos como monopolios geográficos y tienen la obligación de prestar servicio, de interconectarse a la red principal y de permitir el libre acceso a terceros. Cabe señalar, que gran parte de estas empresas están bajo propiedad del Estado, en particular de las municipalidades locales. Por otra parte, muchas de las empresas de distribución poseen una filial comercializadora, que compite con las otras comercializadoras del mercado.

Las tarifas por el uso de la red de distribución son fijadas por la NVE y al igual que las tarifas de energía, se utiliza métodos distintos para quienes poseen medidores horarios y para quienes son evaluados por el método de Perfil de Carga. Es por ello, que la facturación distingue entre consumidores residenciales grandes y pequeños y por otra parte, entre consumidores industriales de productos y de servicios.

Quienes estén bajo el modelo de Perfil de Carga (consumo inferior a 400MWh anuales) poseen un cargo fijo por uso de tarifas, que refleja el costo marginal que cubre los costos totales de la empresa de distribución. Por otra parte, los consumidores con medidores horarios deben pagar, además de un cargo fijo por uso, un cargo por potencia calculado en base a la máxima medición anual realizada.

Desde el inicio de la reforma (1991) hasta 1997 [Gras99], el método de fijación de tarifas fue Tasa de Retorno, por el cual NVE fijaba cada año un límite para la tasa de

retorno sobre el total del capital empleado. Sin embargo, la regulación por Tasa de Retorno fue abolida, debido a que generaba incentivos para inversiones excesivas e innecesarias.

A partir de 1997, para la fijación de tarifas por uso de la red se utiliza un modelo regulatorio basado en *revenue caps* (que es un modelo que establece los ingresos máximos permitidos por un período de tiempo establecido por un ente regulador) mezclado con un modelo por incentivos [Roth03]. Los incentivos esperaban motivar a los propietarios de las redes a reducir costos y a mejorar la eficiencia, con lo cual los propietarios podían mejorar sus ganancias. Sin embargo, al establecer el método de *revenue caps*, el propietario corre el riesgo de no recuperar los costos, si no son eficientes.

En Noruega, se estableció períodos de cinco años para los *revenue caps*; donde los ingresos máximos permitidos a las empresas distribuidoras dependían de los ingresos obtenidos en períodos anteriores, ajustados anualmente. NVE establece un *revenue cap* para cada compañía, fijando los límites máximos de los costos de operación e inversiones anuales, permitidas para cada empresa, mediante criterios que tratan de ser igualitarios y justos.

La fórmula general para establecer el *revenue cap* es [Roth03]:

$$IT_{e,n+1} = IT_{e,n} \cdot \left( \frac{KPI_{n+1}}{KPI_n} \right) \cdot (1 - EFK_{n+1}) \cdot (1 + SF \cdot \Delta GF)$$

Donde:

- $IT_{e,n}$ : ingreso máximo (*revenue cap*) por año, excluyendo las pérdidas de la red.
- $KPI$ : índice de precios al consumidor
- $EFK$ : factor de aumento de eficiencia
- $SF$ : factor de posicionamiento de las nuevas inversiones
- $\Delta GF$ : Factor de crecimiento de las nuevas inversiones

- Las pérdidas son añadidas a la fórmula multiplicando las pérdidas físicas por el precio *Spot*, pero sin ser ajustadas.

Los propietarios de las redes deben realizar un contrato con sus clientes locales, que contenga información que facilite que el cliente pueda cambiar de empresa comercializadora con facilidad. Dicho contrato debe contener información al menos sobre: Punto de medición, vigencia del contrato de suministro, volumen esperado anual de instalaciones, tipo de método de medición (Perfil de Carga o Medición Horaria), Prioridad (carga prioritaria o instalación desconectable en caso de emergencia) [NVE99].

## ANEXO 6: RESULTADO MODELACIÓN PRECIOS DE CORTO PLAZO

### Elasticidad Baja

- Varianza Anual

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	65,2092	69,0612
0,16	65,3921	69,4073
0,18	65,6133	69,8059
0,21	65,8863	70,2701
0,24	66,2318	70,8174
0,29	66,6833	71,4724
0,36	67,2991	72,2704
0,48	68,1902	73,2639
0,72	69,5989	74,5346
1,44	72,1785	76,2177

- Varianza Época Alta

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	65,1526	68,9509
0,16	65,3310	69,2934
0,18	65,5470	69,6886
0,21	65,8139	70,1498
0,24	66,1521	70,6948
0,29	66,5948	71,3490
0,36	67,2000	72,1487
0,48	68,0786	73,1486
0,72	69,4744	74,4345
1,44	72,0525	76,1499

- Varianza Época Baja

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	63,8999	66,0499
0,16	63,9664	66,2298
0,18	64,0486	66,4474
0,21	64,1527	66,7162
0,24	64,2889	67,0566
0,29	64,4750	67,5014
0,36	64,7442	68,1077
0,48	65,1688	68,9828
0,72	65,9389	70,3562
1,44	67,7756	72,8230

### **Elasticidad Media**

- Varianza Anual

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	62,3937	65,5927
0,16	62,5577	65,8566
0,18	62,7542	66,1565
0,21	62,9939	66,5001
0,24	63,2933	66,8979
0,29	63,6778	67,3637
0,36	64,1908	67,9166
0,48	64,9109	68,5836
0,72	65,9997	69,4040
1,44	67,8524	70,4377

- Varianza Época Alta

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	62,3427	65,5079
0,16	62,5031	65,7702
0,18	62,6955	66,0687
0,21	62,9306	66,4116
0,24	63,2246	66,8095
0,29	63,6030	67,2768
0,36	64,1091	67,8333
0,48	64,8221	68,5074
0,72	65,9058	69,3407
1,44	67,7659	70,3971

- Varianza Época Baja

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	61,1769	63,1433
0,16	61,2407	63,2978
0,18	61,3192	63,4833
0,21	61,4181	63,7101
0,24	61,5469	63,9940
0,29	61,7212	64,3595
0,36	61,9706	64,8475
0,48	62,3574	65,5324
0,72	63,0398	66,5632
1,44	64,5790	68,2905



**Elasticidad Alta**

## • Varianza Anual

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	61,4035	64,3251
0,16	61,5585	64,5568
0,18	61,7435	64,8183
0,21	61,9679	65,1161
0,24	62,2464	65,4581
0,29	62,6012	65,8550
0,36	63,0697	66,3212
0,48	63,7184	66,8765
0,72	64,6800	67,5493
1,44	66,2663	68,3811

## • Varianza Época Alta

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	61,3551	64,2504
0,16	61,5070	64,4810
0,18	61,6883	64,7420
0,21	61,9088	65,0396
0,24	62,1826	65,3824
0,29	62,5324	65,7813
0,36	62,9955	66,2513
0,48	63,6389	66,8135
0,72	64,5980	67,4977
1,44	66,1936	68,3487

- Varianza Época Baja

<b>Grado de Aversión al Riesgo</b>	<b>Monopolio Regulado [US\$/MWh]</b>	<b>Comercialización Competitiva [US\$/MWh]</b>
0,14	60,2319	62,1123
0,16	60,2943	62,2553
0,18	60,3709	62,4264
0,21	60,4673	62,6347
0,24	60,5922	62,8940
0,29	60,7607	63,2255
0,36	61,0004	63,6642
0,48	61,3691	64,2721
0,72	62,0107	65,1706
1,44	63,4207	66,6334

## ANEXO 7: RESULTADO MODELACIÓN DE PRECIOS DE LARGO PLAZO

### Elasticidad Baja

- Varianza Anual

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	65,2092	65,9976
0,16	65,3921	66,1274
0,18	65,6133	66,2769
0,21	65,8863	66,4509
0,24	66,2318	66,6562
0,29	66,6833	66,9018
0,36	67,2991	67,2011
0,48	68,1902	67,5736
0,72	69,5989	68,0502
1,44	72,1785	68,6813

- Varianza Época Alta

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	65,1526	65,9563
0,16	65,3310	66,0847
0,18	65,5470	66,2329
0,21	65,8139	66,4058
0,24	66,1521	66,6102
0,29	66,5948	66,8555
0,36	67,2000	67,1554
0,48	68,0786	67,5304
0,72	69,4744	68,0126
1,44	72,0525	68,6559

- Varianza Época Baja

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	63,8999	64,8684
0,16	63,9664	64,9358
0,18	64,0486	65,0175
0,21	64,1527	65,1183
0,24	64,2889	65,2459
0,29	64,4750	65,4127
0,36	64,7442	65,6401
0,48	65,1688	65,9682
0,72	65,9389	66,4832
1,44	67,7756	67,4083

### **Elasticidad Media**

- Varianza Anual

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	62,3937	63,0038
0,16	62,5577	63,1028
0,18	62,7542	63,2152
0,21	62,9939	63,3441
0,24	63,2933	63,4933
0,29	63,6778	63,6679
0,36	64,1908	63,8753
0,48	64,9109	64,1254
0,72	65,9997	64,4331
1,44	67,8524	64,8207

- Varianza Época Alta

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	62,3427	62,9720
0,16	62,5031	63,0704
0,18	62,6955	63,1823
0,21	62,9306	63,3109
0,24	63,2246	63,4601
0,29	63,6030	63,6353
0,36	64,1091	63,8440
0,48	64,8221	64,0968
0,72	65,9058	64,4093
1,44	67,7659	64,8055

- Varianza Época Baja

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	61,1769	62,0853
0,16	61,2407	62,1432
0,18	61,3192	62,2128
0,21	61,4181	62,2979
0,24	61,5469	62,4043
0,29	61,7212	62,5414
0,36	61,9706	62,7244
0,48	62,3574	62,9812
0,72	63,0398	63,3678
1,44	64,5790	64,0155

**Elasticidad Alta**

## • Varianza Anual

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	61,4035	61,9424
0,16	61,5585	62,0293
0,18	61,7435	62,1274
0,21	61,9679	62,2390
0,24	62,2464	62,3673
0,29	62,6012	62,5161
0,36	63,0697	62,6909
0,48	63,7184	62,8992
0,72	64,6800	63,1514
1,44	66,2663	63,4634

## • Varianza Época Alta

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	61,3551	61,9144
0,16	61,5070	62,0009
0,18	61,6883	62,0987
0,21	61,9088	62,2103
0,24	62,1826	62,3389
0,29	62,5324	62,4884
0,36	62,9955	62,6647
0,48	63,6389	62,8755
0,72	64,5980	63,1321
1,44	66,1936	63,4512

- Varianza Época Baja

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	60,2319	61,1126
0,16	60,2943	61,1662
0,18	60,3709	61,2304
0,21	60,4673	61,3085
0,24	60,5922	61,4057
0,29	60,7607	61,5300
0,36	61,0004	61,6945
0,48	61,3691	61,9225
0,72	62,0107	62,2594
1,44	63,4207	62,8080

**ANEXO 8: RESULTADO MODELACIÓN DE PROMEDIO PONDERADO DE  
PRECIOS DE MERCADOS MAYORISTAS**

**Elasticidad Baja**

- Varianza Anual

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	65,2092	67,6333
0,16	65,3921	67,9280
0,18	65,6133	68,2761
0,21	65,8863	68,6934
0,24	66,2318	69,2020
0,29	66,6833	69,8349
0,36	67,2991	70,6424
0,48	68,1902	71,7057
0,72	69,5989	73,1631
1,44	72,1785	75,2704

- Varianza Época Alta

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	65,1526	67,5409
0,16	65,3310	67,8303
0,18	65,5470	68,1728
0,21	65,8139	68,5840
0,24	66,1521	69,0865
0,29	66,5948	69,7136
0,36	67,2000	70,5166
0,48	68,0786	71,5789
0,72	69,4744	73,0442



1,44	72,0525	75,1814
------	---------	---------

- Varianza Época Baja

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	63,8999	65,3504
0,16	63,9664	65,4731
0,18	64,0486	65,6238
0,21	64,1527	65,8134
0,24	64,2889	66,0589
0,29	64,4750	66,3892
0,36	64,7442	66,8567
0,48	65,1688	67,5675
0,72	65,9389	68,7722
1,44	67,7756	71,2257

### Elasticidad Media

- Varianza Anual

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	62,3937	64,4848
0,16	62,5577	64,7233
0,18	62,7542	65,0012
0,21	62,9939	65,3292
0,24	63,2933	65,7217
0,29	63,6778	66,1992
0,36	64,1908	66,7915
0,48	64,9109	67,5443
0,72	65,9997	68,5295
1,44	67,8524	69,8685

- Varianza Época Alta

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	62,3427	64,4094
0,16	62,5031	64,6445
0,18	62,6955	64,9191
0,21	62,9306	65,2438
0,24	63,2246	65,6333
0,29	63,6030	66,1086
0,36	64,1091	66,7005
0,48	64,8221	67,4561
0,72	65,9058	68,4510
1,44	67,7659	69,8138

- Varianza Época Baja

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	61,1769	62,5370
0,16	61,2407	62,6463
0,18	61,3192	62,7799
0,21	61,4181	62,9467
0,24	61,5469	63,1610
0,29	61,7212	63,4458
0,36	61,9706	63,8425
0,48	62,3574	64,4312
0,72	63,0398	65,3906
1,44	64,5790	67,2082

**Elasticidad Alta**

## • Varianza Anual

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	61,4035	63,3456
0,16	61,5585	63,5601
0,18	61,7435	63,8088
0,21	61,9679	64,1002
0,24	62,2464	64,4461
0,29	62,6012	64,8628
0,36	63,0697	65,3736
0,48	63,7184	66,0134
0,72	64,6800	66,8356
1,44	66,2663	67,9267

## • Varianza Época Alta

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	61,3551	63,2775
0,16	61,5070	63,4894
0,18	61,6883	63,7355
0,21	61,9088	64,0245
0,24	62,1826	64,3684
0,29	62,5324	64,7840
0,36	62,9955	65,2955
0,48	63,6389	65,9390
0,72	64,5980	66,7707
1,44	66,1936	67,8827

- Varianza Época Baja

Grado de Aversión al Riesgo	Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Competitiva [US\$/MWh]
0,14	60,2319	61,5484
0,16	60,2943	61,6514
0,18	60,3709	61,7768
0,21	60,4673	61,9330
0,24	60,5922	62,1328
0,29	60,7607	62,3968
0,36	61,0004	62,7617
0,48	61,3691	63,2972
0,72	62,0107	64,1545
1,44	63,4207	65,7291