



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

LA FUNCIÓN DEL COMERCIALIZADOR EN EL NEGOCIO ELÉCTRICO Y SU APLICACIÓN EN CHILE

FELIPE EDUARDO REYES GARCÍA

Memoria para optar al título de
Ingeniero Civil de Industrias
con mención en Electricidad

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK V. D. W.

Santiago de Chile, 1999



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA
Departamento de Ingeniería Eléctrica

LA FUNCIÓN DEL COMERCIALIZADOR EN EL NEGOCIO ELÉCTRICO Y SU APLICACIÓN EN CHILE

FELIPE EDUARDO REYES GARCÍA

Memoria preparada bajo la supervisión de la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK V. D. W.

JUAN ENRIQUE COEYMANS A.

PATRICIO TURÉN A.

Quienes recomiendan que sea aceptada para completar las exigencias del título de Ingeniero Civil de Industrias con mención en Electricidad

Santiago de Chile, 1999

A mis Padres, hermanas y amigos,
que siempre me entregaron su apoyo
durante la realización de este trabajo.

AGRADECIMIENTOS

En este espacio, quiero entregar mis mas sinceros agradecimientos a todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron al desarrollo de este trabajo.

Para empezar, quisiera agradecer a Dios por la ayuda que me ha entregado toda mi vida y que aún sigue entregándome.

En segundo lugar quisiera agradecer a mi familia que siempre me ha entregado su apoyo en todo lo que he realizado y en especial durante el transcurso de esta investigación.

En tercer lugar quisiera agradecer al Padre Ramón Echeverría que siempre me ha ayudado y me ha entregado todo su apoyo durante el transcurso de esta investigación.

Finalmente quiero agradecer al profesor Don Hugh Rudnick por la confianza que me entregó para poder desarrollar este trabajo y por su ayuda prestada durante todo el transcurso de esta investigación.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
INDICE DE TABLAS	viii
INDICE DE FIGURAS	ix
RESUMEN	x
I. Introducción	1
1.1 Objetivos de la memoria.....	1
1.2 El comercializador en general	2
1.2.1 El comercializador en la cadena de producción	2
1.2.2 Ventajas de los comercializadores	2
1.2.3 Tipos de comercializadores.....	4
1.2.4 Instrumentos financieros utilizados por los comercializadores.....	4
1.3 El comercializador en los mercados eléctricos.....	9
II. Comercializadores en otras áreas de la economía.....	13
2.1 Introducción.....	13
2.1.1 Prácticas de comercialización actuales	13
2.1.2 Mercado Spot v/s Mercado de Contratos	14
2.1.3 Mercado spot.....	15
2.1.4 Agentes.....	15
2.2 Materias Primas	18
III. Comercialización en Electricidad	19
3.1 Introducción.....	19
3.2 Colombia	19
3.2.1 Historia de la Reestructuración	19
3.2.2 Comercialización de Electricidad	20

3.3	Inglaterra y Gales.....	29
3.3.1	Historia de la Reestructuración	29
3.3.2	Comercialización de Electricidad	34
3.4	Estados Unidos	46
3.4.1	Historia de la Reestructuración	46
3.4.2	Comercialización de Electricidad	50
3.5	Noruega	59
3.5.1	Historia de la Reestructuración	59
3.5.2	Comercialización de Electricidad	59
3.6	Cuadro Comparativo:	71
IV.	Comercialización en Chile:.....	75
4.1	Introducción.....	75
4.2	Decreto con Fuerza de Ley N°1	75
4.3	Nuevo Reglamento	77
4.4	Comercialización.....	77
4.4.1	Mercado Eléctrico Mayorista	78
4.4.2	Sector Transmisión	80
4.4.3	Sector Distribución	82
V.	Comercialización en Distribución.....	87
5.1	Introducción.....	87
5.2	Espacios para la comercialización en Distribución	87
5.2.1	Decreto con Fuerza de Ley N°1.....	88
5.2.2	Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.....	91
5.3	Conceptos y Principios de la Proposición	93
5.4	Concepto de Libre Acceso y de Asegurar el Servicio	94
5.5	Concesiones y permisos.....	96
5.6	Proposición de Separación de las Actividades	98
5.6.1	Empresa de Comercialización.....	99
5.6.2	Empresa de Distribución.....	104
5.6.3	Metodología Regulatoria.....	108
5.6.4	Aplicación de la Metodología Yardstick Competition.....	111
5.7	Definición de Costos por Actividades de las Empresas	113

5.8	Determinación de los Costos	116
5.8.1	Precios Unitarios	116
5.8.2	Costos de la Empresa de Comercialización	116
5.8.3	Costos de la Empresa de Distribución	122
5.9	Cálculo de Pérdidas Medias de Energía y Potencia.....	128
5.10	Incobrables.....	129
5.11	Nuevo Valor Agregado por Concepto de Suministro.....	130
5.11.1	Parámetros asociados a la Empresa de Comercialización.....	130
5.11.2	Factores de Expansión de Pérdidas medias de Distribución.....	131
5.11.3	Parámetro asociado a la Empresa de Distribución	132
5.12	Diagramas de la Distribución de Costos.....	133
5.13	Modificaciones a la actual Ley	135
VI.	Conclusiones	142
6.1	Conclusiones.....	142
6.2	Futuros desarrollos	145
	BIBLIOGRAFIA	146
	A N E X O S.....	150
	Anexo A : Caso colombiano	151
A.1	Costos de Compra de Energía	151
A.2	Costo Promedio por Uso del STN.....	153
A.3	Costos de Distribución	154
A.4	Costos Adicionales del Mercado Mayorista.....	156
A.5	Fracción Reconocida para Cubrir Pérdidas	157
A.6	Costos de Comercialización	158
	Anexo B : Metodología Yardstick Competition.....	160
B.1	Introducción.....	160
B.2	Modelo.....	160
B.3	Yardstick competition entre firmas idénticas	162
B.4	Yardstick competition en un ambiente alternativo.....	164
B.4.1	El regulador no puede transferir pagos a la firma	164

B.4.2 El regulador observa características que hacen las firmas heterogéneas.....	165
Anexo C : Metodología Por tasa de retorno	167
C.1 Definición	167
C.2 Efecto Averch-Johnson	167
Anexo D : Metodología Prince cap	171
D.1 Introducción.....	171

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1: Factor X por empresa de provisión 1998/1999	42
Tabla 1.2: Estándares de desempeño relacionados con el negocio del suministro de electricidad.....	44
Tabla 1.3: Comparación de modelos aplicados en los distintos países	71
Tabla 1.4: Factor de Expansión de Pérdidas tanto en AT como en BT.....	132
Tabla A.1: Cargos por Uso del Sistema de Transmisión.....	154
Tabla A.2: Valores aprobados con los que se calcula la tarifa en los distintos niveles de tensión.....	155
Tabla A.3: Porcentaje de los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento en cada uno de los Niveles de Tensión.....	155
Tabla A.4: Porcentaje de Pérdidas Reconocidas para cada Nivel de Tensión.....	156
Tabla A.5: Valores Establecidos para Cubrir Pérdidas	158

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1: Mapa de Suministro Eléctrico del Reino Unido	33
Figura 1.2: Descomposición del precio de la electricidad para un consumidor de 3.300 kWh por año	39
Figura 1.3: Mapa de EEUU con algunas de las interconexiones que existen y los estados que abarcan	49
Figura 1.4: Participantes del Mercado Eléctrico en EEUU	50
Figura 1.5: Distribución de costos por compras de electricidad.....	67
Figura 1.6: Número de usuarios con un comercializador distinto al tradicional y número de cambios de comercializador	69
Figura 1.7: Valor Agregado de Distribución	84
Figura 1.8: Diagrama de Costos de la Empresa de Comercialización.....	133
Figura 1.9: Diagrama de Costos de la Empresa de Distribución.....	134

RESUMEN

En este trabajo se realiza un estudio de la función del comercializador en el negocio eléctrico y su aplicación en Chile, analizando sus características principales y se hace una descripción de la función del comercializador en el negocio eléctrico en particular. Particularmente, se realiza un análisis de la figura del comercializador en el mercado de las materias primas y en algunos mercados eléctricos minoristas, para ver la posible aplicación de ésta figura en el mercado eléctrico minorista chileno a través del análisis de las regulaciones existentes en los demás países y de las funciones de ésta. En este trabajo, se contribuye con los siguientes desarrollos:

- Se realiza una revisión acerca de la figura del comercializador en los mercados en general, estudiando sus ventajas, los tipos de comercializadores existentes y los instrumentos que ellos utilizan. Además, se incluye una breve descripción de la función del comercializador en el negocio eléctrico y que tipos de comercializadores existentes en éste negocio.
- Se estudia la función del comercializador en el negocio petrolero, a fin de profundizar acerca del rol que poseen los comercializadores en los mercados de las materias primas.
- Se realiza un estudio acerca de la experiencia de otros países que han implementado la figura del comercializador en el negocio eléctrico. Para comenzar se realiza una breve reseña histórica de cómo se llegó a la implementación de los comercializadores, para después ahondar en las características particulares de estos agentes.
- Se resume brevemente la Ley Eléctrica chilena y se realiza una breve explicación acerca del sector eléctrico chileno, describiendo quiénes actúan en él y qué funciones poseen estos actores.
- Se realiza una propuesta concreta para la implementación de la figura del comercializador en el negocio eléctrico chileno basada en los conocimientos adquiridos en el transcurso del trabajo y sobre todo tomando como principal referente la experiencia de otros países en este tema.

I. INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivos de la memoria

Este trabajo corresponde a un estudio de la función del comercializador en el negocio eléctrico y su aplicación en Chile. El primer objetivo del trabajo es analizar las características generales del comercializador y las características globales del comercializador en el negocio eléctrico.

El segundo objetivo, es analizar como se realiza la actividad de comercialización en alguna materia prima en particular, estudiando para ello la función que cumple el comercializador, los mercados en los cuales actúa, los instrumentos que utiliza para llevar a cabo sus labores y los agentes involucrados.

El tercer objetivo, es estudiar la función del comercializador en los mercados eléctricos de distintos países y como se logró introducir la figura del comercializador en ellos. Sobre todo, el estudio se centrará en la función que cumple el comercializador en el mercado minorista y que tareas realiza.

El cuarto objetivo, es estudiar la actual metodología de comercialización de la electricidad en Chile y quienes son los agentes que en ella participan. Para ello se describirá el marco regulatorio así como también las funciones de los agentes involucrados en el mercado.

El quinto y último objetivo, es proponer una forma de separar en Chile la actividad de distribución de aquella de comercialización. Para ello se analizará los espacios existentes en la Ley eléctrica y en el Reglamento eléctrico al igual que se tomará como referencia las experiencias estudiadas en los demás países.

Este trabajo se organiza siguiendo el orden de objetivos enumerados. En este primer capítulo, se realiza un análisis exhaustivo de la función del comercializador en los mercados en general describiendo sus ventajas, tipos de comercializadores existentes e instrumentos utilizados por ellos. Por último se

analiza brevemente los tipos de comercializadores existentes en los mercados eléctricos y sus funciones principales.

1.2 El comercializador en general

1.2.1 El comercializador en la cadena de producción

Para el desarrollo de ésta sección se realizó una entrevista al Economista Owen Guerrini y se hizo un análisis bibliográfico. El comercializador [Brea96] es un agente económico cuyo principal objetivo es comprar un bien determinado en el mercado mayorista y venderlo a consumidores finales. Es decir, su principal objetivo es el de encontrar nuevas oportunidades de mercado, reestructurando para ello la o las industrias en las cuales este participando. Para realizar lo anteriormente expuesto, él muchas veces toma posiciones con respecto al o los bienes que se estén transando, pero esto no siempre se realiza. El tomar posiciones se justifica cuando el bien transado no posee un mercado terminal¹. Tomar posiciones quiere decir que el comercializador realiza contratos de compra o venta con respecto al o los bienes en cuestión, asumiendo con ello ciertos riesgos de mercado y de precios. Los contratos celebrados por los comercializadores pueden ser en el mercado spot o en el mercado de contratos.

1.2.2 Ventajas de los comercializadores

La ventaja de los comercializadores para sí mismos es que, todos los comercializadores sacan provecho de las ineficiencias del sistema en que ellos operan; sus objetivos son comprar barato, vender caro, y sacar provecho del margen

¹ Los Mercados de Futuros con Mercados Terminales, son mercados con lugares físicos donde se acumulan inventarios, como los mercados de metales. Los Mercados de Futuros que no tienen Mercados Terminales, son por ejemplo el mercado del petróleo, del vacuno vivo o de la electricidad.

existente entre los precios de compra y de venta. En especial, el comercializador que no esta atado a ningún activo físico en particular, es libre de escoger y cambiar a su antojo el mejor arreglo que le reporte mayor utilidad entre las distintas empresas que producen el bien que le interesa. Las variaciones de los precios del producto a nivel regional y mundial también proveen estas oportunidades a los comercializadores. Además para vender, algunos comercializadores buscan una forma de dar un valor agregado, el cuál es la principal ventaja de ellos, ofreciendo productos adicionales o servicios determinados por las preferencias de los consumidores.

La principal ventaja que los comercializadores ofrecen a la sociedad es la creación de una actividad competitiva. Esta actividad competitiva permitirá tener gran cantidad de oferentes o comercializadores en actividades reguladas que muchas veces han presentado características monopólicas. Cada comercializador deberá ofrecer ventajas competitivas sobre sus demás competidores de tal forma de lograr una mayor cantidad de clientes. Estas ventajas deberán ser principalmente dos, precio y calidad, ya que se ha logrado comprobar que los consumidores son muy sensibles ante cambios en los precios de los productos y ante cambios en la calidad de ellos. Pero para lograr éstas ventajas, los comercializadores deberán disminuir sus costos de producción y a su vez mantener una calidad de servicio igual o mejor que la que poseen sin competencia a fin lograr de lograr maximizar sus utilidades. La clave de esto será la eficiencia que ellos alcancen en la producción de los bienes. Todo esto llevará a que la sociedad se beneficie con menores precios y calidades iguales o superior a las ya existentes en los mercados regulados. La competencia permitirá también que los consumidores puedan suscribir contratos de largo plazo a precio fijo, lo que les permitirá tener seguridad en los precios de el o los productos que estarán adquiriendo y permitirá de esta forma protegerse ante las variaciones de precio. Es decir, los comercializadores proveen de un manejo del riesgo a sus clientes. Por último la competencia también permitirá que aquellos consumidores que anteriormente habían sido cautivos de un proveedor puedan ser surtidos por otros proveedores que les ofrezcan más ventajas.

1.2.3 Tipos de comercializadores

Hay distintos tipos de comercializadores. Hay comercializadores que son productores del bien que transan, hay traders (son las personas que mueven materiales físicos de un lado a otro) y también brokers (un rol secundario de apoyo al comercializador al concederle instrumentos financieros para apoyar la función comercializadora).

- El productor por lo general cumple una función muy sencilla, que es la de producir el bien y después venderlo a través de una red de agentes o una red de distribuidores directamente. Por lo general los productores prefieren vender directamente a sus clientes finales ya que piensan que eso les otorga una estabilidad de largo plazo, bajo el supuesto de lealtad del consumidor hacia el productor.
- El trader compra el producto ya fabricado y lo vende, pudiendo ser el producto vendido de distintas formas y calidades, y buscan en los distintos tipos de mercados la demanda que pueda existir por estos productos.
- El broker transa papeles. El broker no ve nunca el producto físico, lo único que hace el broker es comprar y vender contratos en las distintas bolsas, ya sea bolsa de comercio, etc. y sus ventas se realizan únicamente en bolsa, por cuenta de productores. La diferencia entre un broker y un trader es que el broker da un servicio, compite entre broker y no compite con el cliente, mientras que para el trader, el que tiene en sus manos material físico (petróleo, cobre, electricidad, etc.), los clientes son vistos como adversarios, ya que el trader saca provecho comprando barato y vendiendo caro a expensas de sus clientes y de la relación afectuosa que han logrado con ellos.

1.2.4 Instrumentos financieros utilizados por los comercializadores

Los instrumentos financieros utilizados por los comercializadores son básicamente instrumentos utilizados en los Mercados de Futuros, por lo tanto antes de describir los instrumentos hay que hacer una descripción breve de qué son los Mercados de Futuros y para qué sirven.

Desde los años de las economías más primitivas, las transacciones de granos y minerales eran muy comunes y se realizaban en todos lados. Este se debía a la existencia de un mercado muy similar a lo que conocemos hoy como mercado spot. Este mercado “natural” era un mercado en el cual ni los productores, ni los consumidores eran capaces de predecir los precios y las cantidades de las transacciones que se realizaban en él, lo que conllevaba a que ellos eran incapaces de planear sus respectivos negocios.

Con el transcurso del tiempo, se evidenció la necesidad de determinar con cierto tiempo de anticipación el precio para un determinado bien físico de tal forma que éste estuviese disponible en algún momento en el futuro y por lo tanto poder incorporar en el presente el precio del bien físico en los cálculos de proyectos con maduración en fechas futuras. Esto llevó al nacimiento del concepto de Mercado de Futuros, el cual variaba dependiendo del bien físico al que uno se refiriera y dio inicio al concepto llamado manejo del riesgo, el que permitió hacer frente a los problemas de riesgos financieros.

Los avances tecnológicos ocurridos en los sistemas de comunicación permitieron que las comunicaciones internacionales fueran cada vez más fluidas. La invención del telégrafo y posteriormente aquella del teléfono, permitieron conocer lo que ocurría con un determinado bien.

Lo anterior permitió llevar a cabo transacciones diferidas en el tiempo, que facilitaban a aquel que necesitaba un bien físico determinado, conocer el precio de compra de éste por anticipado. Esto permitió eliminar el período de incertidumbre existente por la demora en la llegada del producto. Por otro lado, el vendedor podía vender a un precio conocido con anterioridad a que el producto llegara a destino.

Pero en sus inicios el Mercado de Futuros tenía ciertas limitaciones. La primera de ellas era que las transacciones realizadas a futuro debían poseer un respaldo físico, es decir, se transaban únicamente bienes físicos. Mientras que la segunda limitación era que los bienes físicos debían llenar las expectativas de los consumidores.

La creación del contrato estándar² permitió dar fin a las limitaciones mencionadas anteriormente y que restaban fluidez en las operaciones. Esto permitió que el Mercado de Futuros se constituyera en una extensión del mercado físico y a su vez se convirtió en algo necesario para este último mercado. Con el transcurso del tiempo se comprobó que el número de contratos que se transaban era mayor que la cantidad de bien físico transado. Esto se debía a que, a la fecha de vencimiento de un contrato de compra/venta a futuro no era necesario recibir el bien físico, ya que bastaba con anular la compra hecha realizando un contrato de venta/compra por la misma cantidad de bien físico especificado en el contrato de compra.

Es así como nacieron las transacciones de papeles en los Mercados de Futuros. Este tipo de transacciones son contratos en donde se especifica un vendedor que vende a un comprador y una cantidad de un bien a un precio determinado y con fecha de entrega determinada en el futuro. El objetivo de este tipo de contratos no es recibir o entregar físicamente un bien, más bien la intención es crear un sustituto temporal teniendo en cuenta las necesidades de los involucrados en el contrato y que permita anular una cierta operación con otra contraria en el futuro.

El Mercado de Futuros de un bien determinado debe ser representativo, debe poseer liquidez y transparencia de tal forma que puede ser considerado como un mecanismo válido para la fijación de precios, la cobertura y la inversión.

- Representativo: ser reflejo de la oferta y la demanda del producto en el mercado, sin posibilidad de ser manipulado por alguno de los participantes de él y haga que sus cotizaciones o precios más bien reflejen los intereses de esa parte.
- Líquido: poder comprar o vender un producto, ya sea en el presente o en el futuro, sin que su precio sea afectado, siempre y cuando los volúmenes transados sean razonables.
- Transparente: libertad de información con relación a la determinación del precio del producto para todos los participantes.

² El contrato estándar era un contrato de compra y venta en el cual se pedía que el bien poseyera una calidad determinada y homogénea tanto para vendedores como compradores del Mercado de Futuros.

En el Mercado de Futuros es preciso definir una calidad estándar de producto. En caso que el Mercado de Futuros sea una alternativa al mercado físico, es decir, aceptando entregas y retiros del producto físico en cuestión, es necesario definir un lugar físico de almacenamiento. Por otro lado, esto no es necesario cuando el Mercado de Futuros no se presenta como alternativa del mercado físico, debido al equilibrio existente entre la oferta y la demanda. En este último caso, el objetivo principal del Mercado de Futuros es servir de mecanismo para la fijación de precios y la cobertura del riesgo. Esto se explicará con más detalle a continuación.

Como ya se vio anteriormente, el Mercado de Futuros en caso de no ser considerado como una alternativa del mercado físico, debería llevar a cabo dos funciones básicas:

- Fijación de Precios Diarios: entrega una cotización diaria para un producto con entrega inmediata y también una cotización diaria a futuro para ser utilizada en los contratos. Esta cotización se realiza basándose en la oferta y la demanda del producto. La cotización diaria a futuro la utilizan básicamente productores, consumidores, traders y brokers para coberturas de riesgo.
- Cobertura: da facilidades para la cobertura, permitiendo de esta forma que los agentes que efectúan transacciones con un producto definido puedan comprar y vender a futuro a través de compromisos firmes. Esto se utiliza para minimizar las pérdidas provenientes de variaciones en el precio del producto.

En general, los contratos con cobertura a futuro se realizan para establecer el margen de utilidad de transacción, evitando así efectos adversos debido a fluctuaciones de precio.

Cobertura en Mercados de Futuros se puede entender como el hecho de adquirir una posición³ contraria compradora o vendedora, a la que de hecho se tiene en el mercado físico y por una cantidad exactamente igual de producto.

³ Un operador ha tomado una posición 'larga', si ha comprado más cantidad que la que ha vendido en una fecha determinada, (o también, está largo, o es largo en futuros). En cambio se dice que está en posición 'corta', si ha vendido más cantidad que la que ha comprado en una fecha determinada, (o también, está corto, o es corto en futuros).

Por lo tanto el principal objetivo de las coberturas es disminuir el riesgo proveniente de las variaciones de los precios. De hecho se puede decir que las coberturas son “seguros” ante las fluctuaciones de los precios, ya que se sabe que los precios fluctúan pero no se sabe cuanto, como y cuando varían, y por eso es que las coberturas protegen a los poseedores de ellas de éstas incertidumbres.

Mediante la utilización de nuevas operaciones de compra o venta que cancelen operaciones anteriores, se pueden liquidar las operaciones en sus fechas de maduración.

Por último, para el correcto cumplimiento de las operaciones de cobertura, se debe tener que:

- Las operaciones que se realicen en el Mercado de Futuros deben ser para los mismos productos que se desea obtener cobertura en el mercado físico. Lo que quiere decir es que los productos tienen que tener idénticas características físicas y químicas, de la misma calidad y de igual cantidad. De esta exigencia nace el “contrato estándar”.
- Las operaciones con contratos a futuro deben realizarse en un mercado activo, en el cual deben existir muchos oferentes y demandantes, de tal forma que los productos buscados sean de gran calidad y que haya mucha cantidad de ellos.

Después de esta breve descripción de qué son los Mercados Futuros y su función, se pueden proceder a describir los instrumentos financieros utilizados por los comercializadores. Estos instrumentos son:

- Contratos Forwards: Es un acuerdo no estandarizado en el cual una parte está obligada a comprar y otra a vender una cantidad específica de materia prima a un precio fijo (establecido al inicio del contrato) en una fecha futura que puede ser de un mes a un año. En la fecha de maduración del forward, el vendedor va a entregar la materia prima y el comprador va a pagar el precio de compra. Si en ese momento, el precio de mercado de la materia prima es mayor que el precio especificado en el contrato, entonces el comprador sacará provecho. Ahora si el precio de mercado es menor que el precio establecido en el contrato, es el vendedor el que saca provecho y el comprador sufre una pérdida. Los Forwards no son transados en intercambios y por lo tanto ofrecen una mayor flexibilidad a

las partes involucradas, pero al mismo tiempo son más riesgosos que los instrumentos derivativos transados en intercambio.

- **Contratos Futuros:** Es un contrato transado en un intercambio de materia prima donde la fecha, el lugar, la calidad y la cantidad de la entrega han sido estandarizados. La estandarización ayuda a que el precio sea más transparente porque no hay necesidad de corrección por calidad para comparar contratos diferentes y a su vez provee más liquidez que otros instrumentos utilizados en las materias primas.
- **Contratos Bases:** Los Contratos Bases reflejan y están diseñados para permitir a los comercializadores cubrirse ante las fluctuaciones de precios existentes entre dos lugares.
- **Contratos de Opciones:** Son esencialmente pólizas de seguro. Una opción da el derecho (no la obligación) de comprar o vender un activo o materia prima, bajo ciertas condiciones, en el futuro a un precio acordado hoy.
- **Swaps:** Son acuerdos entre dos empresas para intercambiar una serie de pagos futuros en plazos diferentes.

1.3 El comercializador en los mercados eléctricos

Después de haber descrito [Fang97] [EDIS96] genéricamente al comercializador, se procede a analizar sus características en el negocio eléctrico.

En el negocio eléctrico se distinguen dos tipos de comercializadores: comercializadores del mercado mayorista (o Power Marketers) y comercializadores del mercado minorista (o Retail Marketers). El segmento que se investigará en éste trabajo será el correspondiente a los comercializadores del mercado minorista, pero se realizará una breve descripción de los comercializadores del mercado mayorista.

a) Comercializadores del mercado mayorista

Según Enron (los comercializadores con mayor peso en el mercado de EEUU) dicen que un comercializador es “una compañía que compra y revende potencia. Los comercializadores típicamente no poseen facilidades propias para

poder generar”. Esta definición da una visión acerca de cómo los propios comercializadores se ven a ellos mismos.

Según estudios del Edison Electric Institute, se pueden identificar 7 tipos de comercializadores en el sector de la energía eléctrica, los cuales se presentan a continuación:

- Firmas consultoras de energía cuyo negocio principal es asesorar industrias y otros usuarios finales.
- Firmas emprendedoras creadas para tomar ventaja de las oportunidades del negocio en cuanto a marketing eléctrico se refiere.
- Firmas de intermediación financiera creadas originalmente para manejar transacciones financieras pero que tienen una rama dentro del negocio de la comercialización de electricidad.
- Autoproductores que poseen medios de generación y han utilizado estos medios para formar negocios relacionados con el mercado eléctrico.
- Grandes firmas industriales que han incursionado en el mercado eléctrico.
- Firmas comercializadoras de gas natural y combustible, cuyas operaciones principales son la venta de gas natural y combustibles, que han incursionado en la compra y venta de energía.
- Subsidiarias no reguladas de compañías reguladas de servicio público.

Debido a que los comercializadores incurren en un cierto nivel de riesgo cuando compran o venden contratos de bloques de potencia, la fuente de valor agregado proviene del manejo del riesgo y el financiamiento que los comercializadores realizan. Incluyendo esta visión de comercialización, las compañías de EEUU dividen su negocio en 3 áreas: (1) reestructuración de los activos y contratos de una empresa de servicio público de generación; (2) incorporación de combustible, capital y potencia; y (3) marketing de potencia, transacciones y manejo del riesgo.

Aunque el manejo del riesgo es la fuente del valor agregado de los comercializadores, hay otros servicios que podrían ser proporcionados por los comercializadores dependiendo de la estructura del mercado eléctrico.

En el artículo de Steven Stoft, “What Should a Power Marketer Want?”, el autor propone que los llamados comercializadores del mercado mayorista o comercializadores que compran en los mercados mayoristas y venden en la Bolsa de Energía (Pool o PoolCo) correspondiente, vale decir la bolsa donde se reciben todas las ofertas energéticas de los generadores y se despachan a los generadores que deberán suplir la demanda diaria, deberían ser los encargados de entregar servicios de coordinación (servicios que dependen del manejo de externalidades). Los servicios de coordinación que podrían ser provistos por los comercializadores serían cuatro y corresponderían al pre – despacho, a los servicios auxiliares, a la minimización pérdidas y al manejo de la congestión.

De hecho, últimamente en EEUU se ha escuchado mucho acerca de la necesidad de una “programación propia” como una de las alternativas a un “pre-despacho” centralizado. Similarmente a esto, se ha oído mucho acerca de “provisión propia” de servicios auxiliares y la posibilidad de cubrir sus propias pérdidas. Y por último el “manejo propio” de la congestión ha sido prioritario en el proceso de reestructuración de California.

Por último, Stoft dice que aunque los comercializadores del mercado mayorista expresan firmemente su deseo de proveer estos servicios de coordinación, la razón de fondo es aún una incógnita. El caso que se puede explicar con más claridad es el del pre-despacho, ya que cuando un generador participa en un mercado del tipo Bolsa de Energía, él determinará su despacho en función de su pronóstico de los precios en tiempo real. Si su pronóstico de precios en tiempo real es malo debido al bajo desempeño realizado por la Bolsa de Energía para encontrar el precio en el mercado forward, entonces el generador va a cometer muchos errores en su decisión de despacho. En este caso, un comercializador del mayorista puede programar colectivamente a su generador más eficiente de tal forma de bajar los costos de generación relativos a los costos de generación de los participantes de la Bolsa de Energía.

b) Comercializadores del mercado minorista

Básicamente, la competencia en el mercado minorista está ligada a una cantidad de ítems tales como peajes de distribución, acceso directo y clientes libres.

Bajo el sistema de peajes de distribución, las empresas distribuidoras son las encargadas de transmitir únicamente la electricidad desde un proveedor hasta un cliente final a través de sus líneas, recibiendo por ello un peaje o indemnización. El acceso directo permite que, cualquier proveedor tenga la posibilidad de suministrar electricidad a cualquier cliente, en cualquier punto del país, a través de cualquier red de distribución siempre y cuando el proveedor pague un peaje o indemnización por el uso de las redes de distribución que él utilice para llevar a cabo su labor. Por último, clientes libres se refiere a que los clientes son libres de escoger al proveedor de electricidad que ellos deseen.

En todo caso, el rol de los comercializadores en el mercado minorista será estudiado a fondo en los capítulos tercero y quinto.

II. COMERCIALIZADORES EN OTRAS ÁREAS DE LA ECONOMÍA

2.1 Introducción

En este capítulo, se realizará un estudio [Raza91] acerca de cómo se realiza la comercialización del petróleo. La razón por la cual se analizará el petróleo es debido a que es una materia prima que no posee mercado terminal al igual que el caso de la electricidad y cuya comercialización se realiza a través de agentes que pueden ser similares en su forma de actuar a aquellos utilizados en la comercialización de la electricidad. Además se pueden encontrar similitudes en los mercados en los cuales se transa en petróleo.

2.1.1 Prácticas de comercialización actuales

El petróleo crudo y el refinado, como productos, son comercializados en alguna de las siguientes categorías: por contratos (algunas veces mencionado por el nombre de contratos de venta) o por las transacciones spot. Un contrato de venta, como su nombre lo indica, realiza una transacción de petróleo entre un vendedor y un comprador sobre un periodo de tiempo fijo y muchas veces a un precio acordado. En el pasado, el periodo de duración del contrato podía ser como máximo de tres años. Más recientemente, tanto el periodo como el precio acordado han sido mucho más flexibles. Las ventas spot, por otro lado, las cuales se refieren a transacciones de corto plazo, usualmente involucran un cargo de petróleo por cada negociación, con cada negociación establecida a un precio previamente acordado para la pronta entrega. Las transacciones spot pueden por lo tanto ser definidas como procesos por los cuales los cargos de petróleo son cambiados día a día, más que bajo contratos de largo plazo.

2.1.2 Mercado Spot v/s Mercado de Contratos

El principal problema con las transacciones spot es que ni el productor ni el consumidor pueden predecir el precio y la cantidad y por lo tanto son incapaces de planear su negocio. El alcance de este problema, es por supuesto, diferentes para varias materias primas dependiendo de la volatilidad del mercado y del tiempo empleado para las decisiones de inversión. La situación de transacción más difícil, y típicamente de la industria del petróleo, es aquella en que: (a) la provisión de la materia prima, y por ende su precio, esta sujeta a la manipulación; y (b) hay un tiempo largo empleado en inversiones tanto por el productor como por el consumidor, el cual a su vez debe usar la materia prima para producir otros bienes. Enfrentado a lo impredecible de las transacciones spot y los problemas planteados para planear, tanto el productor como el consumidor buscan arreglos contractuales que proveen predicción en cuanto a precio y cantidad sobre un periodo específico de tiempo. Por lo tanto, el desarrollo de un mercado de contratos, es principalmente una respuesta a una necesidad de planear las actividades del negocio en parte para el productor como para el consumidor.

Mientras los contratos facilitan el manejo y la planificación del negocio, quitan flexibilidad. Los términos de los contratos son a largo plazo y a precios determinados. Cuando las condiciones del negocio son relativamente estables, la rigidez de ellos es aceptable. Pero cuando los mercados son inestables, la rigidez de los contratos puede impedir operaciones eficientes del negocio. La tentativa de balancear los beneficios y desventajas de ambos sistemas, ha llevado a dos aproximaciones de transacciones. En el corto y mediano plazo, los productores y consumidores necesitan arreglos flexibles, es decir, ellos necesitan ser capaces de combinar las transacciones spot y de contratos en sus portfolios a fin de mantener un poco de flexibilidad (a través de las transacciones spot) al mismo tiempo que preservar lo predecible (a través de las transacciones de contratos). La composición de tal portfollio variará entre las entidades comerciales y sobre el tiempo. Como resultado, la transacción de la industria, a nivel macro, va a sufrir cambios periódicos entre transacciones spot y de contratos. En el largo plazo, la industria se abocará a la búsqueda de “contratos más flexibles”. Esto incluirá contratos con precios flexibles y arreglos en cuanto a las entregas así como también contratos que podrán ser vendidos

a una tercera parte. Hay, por supuesto, un límite a esta flexibilidad. Si los contratos se vuelven muy flexibles, ya no serán contratos.

La búsqueda hacia contratos más flexibles llevará a la incorporación de mercados futuros. Estos mercados, indirectamente, proveerán transacciones de contratos con precios flexibles y opciones transferibles al mismo tiempo que esperando contratos basados en entregas de largo plazo y condiciones de precio fijo.

Después que los mercados futuros son incorporados en todas las prácticas de transacciones, tanto vendedores como compradores están en mejores condiciones si sus retornos son de contratos de largo plazo, porque este tipo de transacciones pueden combinarse con actividades de los mercados futuros para mantener la flexibilidad necesaria para hacer frente con los cambios en el entorno del negocio. El alcance de los retornos de contratos de largo plazo dependerá de la extensión de los mercados futuros desarrollados. Si ellos abarcan al mundo entero y cubren un periodo suficientemente largo de tiempo en el futuro, entonces hay poco incentivo para las transacciones spot. Bajo estas circunstancias, muchos vendedores y compradores encuentran ventajoso utilizar contratos en las transacciones; el rol del mercado spot se verá disminuido a un mercado residual o inestable.

2.1.3 Mercado spot

El mercado spot del petróleo no es una institución formal. Es una red informal mundial de contactos personal y profesionales que facilitan el llevar a cabo las ventas cargo - por - cargo y el comprar los productos de petróleo crudo y refinado. Importantes centros de refinamiento o almacenaje tales como Rotterdam, Nueva York, o el Caribe son ideales para transacciones spot. Los participantes del mercado pueden estar situados en cualquier lado donde se transe petróleo.

2.1.4 Agentes

Los participantes del mercado spot se pueden clasificar gruesamente en:
(i) Grandes compañías petroleras (mayoristas), (ii) independientes, (iii)

comercializador de petróleo y (iv) brokers. A continuación se analizarán cada uno de estos participantes:

- **Grandes Compañías Petroleras:** Son las compañías que poseen gran parte de la producción de petróleo y por lo general están integradas verticalmente poseyendo también la refinación y la distribución de esta materia prima. Desde 1979, ellas se han convertido en la mayor fuerza compradora de petróleo en el mercado spot ya que han utilizado este mercado como el último medio para obtener los suministros requeridos o disponer de un excedente necesario. En cada refinería siempre hay una descompensación entre la oferta y la demanda. Los mayoristas formalmente balancean esta descompensación ya sea redistribuyendo el excedente que se encuentra dentro de su propio sistema extensivo o corrigiendo las descompensaciones a través del mercado spot. Pero durante los años ochenta la economía forzó a los mayoristas a hacer sus sistemas de refinería y marketing más flexibles. Si el producto entregado por el barril de petróleo crudo puede ser vendido más barato en el mercado spot que ser producido en compañías con refinerías propias, es más económico reducir las refinerías en funcionamiento y comprar productos pertenecientes a terceros a precios spot.
- **Compañías independientes:** Los independientes siempre han jugado un rol importante en el mercado spot en cuanto a transacciones se refiere. Ellos han sido una de las grandes fuerzas impulsoras detrás de la creación del mercado spot. Contrariamente a los mayoristas, los independientes han dependido siempre del mercado spot para suplir algunas de sus necesidades. Bajo condiciones suaves de mercado, esto ha funcionado a favor de ellos.
- **Comercializador de petróleo:** El número de comercializadores en el negocio petrolero era muy reducido hasta finales de los años 60, cuando más compañías cuyo rubro era la comercialización entraron en el campo perteneciente al petróleo. La función básica del comercializador es la de tomar posiciones con respecto al crudo y al petróleo refinado. Esto es, él asume un contrato de compra o venta con cargos reales de petróleo y es completamente responsable por el cargo. Una vez que el comercializador ha tomado título del cargo, él debe vender el cargo, intercambiarlo por otro cargo, o guardar el cargo una vez que alcanza el puerto de entrega. La más pequeña operación riesgosa para el comercializador es la negociación “back – to – back” – esto es, una en que tanto el vendedor como el

comprador han hecho un arreglo de antemano. En tales negociaciones, los comerciantes se comportan de forma muy parecida a los brokers, comprando y vendiendo casi simultáneamente. Si el comercializador prevé un alza en el precio, él debe comprar un cargo sin la seguridad inmediata de un comprador, de tal forma de tomar una “posición larga”. Contrariamente, cuando los precios están cayendo, el comercializador debe decidir un arreglo de venta, sin tener el petróleo en su posesión, anticipando que cerca de la fecha de expiración, él va a ser capaz de comprar petróleo a un precio inferior al acordado en el arreglo. Esto se llama tomar una “posición corta”. Algunos comercializadores pueden tener su propio petróleo refinado y por lo tanto pueden vender una parte en el mercado spot y otra parte en el mercado de contratos o a través de arreglos con multicargos. Finalmente, algunos comercializadores toman ventajas de la estacionalidad de la demanda por petróleo utilizado para calefacción en el invierno, comprándolo barato en verano, almacenándolo, y vendiéndolo en invierno cuando la demanda y los precios están altos. Las fluctuaciones de los precios en los últimos años han hecho provechosas las transacciones estacionales.

- **Brokers:** Firmas de Brokerage son generalmente operaciones de una persona, mayoritariamente operan en las afueras de Londres y Nueva York. Muchas de ellas son en general brokers para quienes el petróleo es sólo una parte de su negocio. Contrariamente al comercializador, el broker no adquiere ningún título por el cargo transado, pero el pago es mediado entre quien descubre la necesidad y entrega simultáneamente a compradores y vendedores lo que ellos quieren. Los brokers son compensados mediante comisiones básicas y por lo tanto no están expuestos a los riesgos provenientes de las fluctuaciones en los precios. La comisión es generalmente especificada en dólares por tonelada y es pagada por el vendedor. Los brokers son usualmente una fuente de la inteligencia del mercado, ya que ellos necesitan un buen conocimiento del know – how del negocio en el que están participando, para poder operar correctamente. Ellos están preparados para entregar esta información del negocio a cambio de una comisión. También tienen diferentes relaciones con sus clientes comparadas con aquellas que tienen los comercializadores con sus clientes. Para los comercializadores, los clientes son vistos como adversarios, por lo que el comercializador saca provecho comprando barato y vendiendo caro a expensas de sus clientes y de la relación

afectuosa que han logrado con ellos. El broker, por otro lado, opera neutralmente y, por lo tanto, es menos controversial que el comercializador.

2.2 Materias Primas

En general las materias primas tienen todas características similares en cuanto a sus mercados de comercialización y sus formas de comercialización. Los mercados en los cuales se comercializan son dos: mercado spot y mercado de contratos. Algunas materias primas poseen mercados terminales, mercados con lugares físicos donde se acumulan inventarios, como los mercados de los metales (cobre, oro, plata, etc.). Mientras hay otros mercados que no poseen estos mercados terminales como el mercado del petróleo, la electricidad o el vacuno vivo. Por lo general, los mercados de las materias primas poseen una Cámara de Compensación cuya función es asegurar que todas las posiciones tomadas en el Mercado estén debidamente protegidas en cada instante del tiempo. Estos mercados se operan en Bolsa de Comercio donde los corredores transan a viva voz sus ofertas y demandas provenientes de sus clientes o de sus propias transacciones. Estas son registradas por una unidad administrativa y al final del día transformadas en contratos a ser firmados por ambas partes. Todas las materias primas poseen unidades de transacción, que tiene como función representar los lotes de consumo normales. Estos mercados poseen también periodos de tiempo representativos de la realidad del mercado en los cuales se realizan las transacciones. Los principales agentes que actúan en estos mercados son, como se vio anteriormente, productores, traders y brokers. Los productores están vinculados físicamente con los productos que se transan pero también se pueden vincular financieramente. Los traders se vinculan física y financieramente también con los productos, mientras que los brokers se vinculan exclusivamente en forma financiera. La calidad de servicio es un asunto que teóricamente se negocia entre el productor y el comprador. Pero hay ciertos productores que imponen su premio al mercado, por lo tanto si alguien quiere comprarles a ellos, tienen que estar dispuestos a pagar el precio de la bolsa más el premio, asegurándose así la calidad. El producto, por ser una materia prima transable y aceptable en la bolsa, es un bien homogéneo en que la fuente de origen y la marca no importa mucho.

III. COMERCIALIZACIÓN EN ELECTRICIDAD

3.1 Introducción

En el presente capítulo se realizará un estudio breve de los mercados eléctricos de Colombia, Inglaterra y Gales, Noruega y Estados Unidos con una breve descripción de las reestructuraciones que se han llevado a cabo en cada uno de estos países y las razones por las cuales que llevaron a estas reestructuraciones. El estudio abarcará a todos los agentes de los mercados eléctricos de estos países pero se centrará principalmente en como se lleva a cabo la actividad de comercialización en cada uno de estos países y que servicios prestan los comercializadores en cada uno de estos mercados. Por último, se presentará un cuadro resumen en el cual se presentan las principales diferencias que presentan cada uno de estos mercados eléctricos, siempre en el ámbito de la comercialización.

3.2 Colombia

3.2.1 Historia de la Reestructuración

En Colombia la reestructuración del mercado eléctrico comenzó en 1994. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, de ahora en adelante CREG, ha hecho un esfuerzo por desarrollar un marco regulatorio cuyo objetivo básico ha sido el crear condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente y capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera. Para ello, el Estado ha promovido la competencia creando condiciones propicias para su logro y estableciendo reglas para evitar prácticas monopólicas o abusos de poder. El trabajo de la CREG ha sido enfocado en los primeros años a expandir las normas básicas para el funcionamiento del mercado mayorista de energía, dirigiéndose posteriormente a la regulación de las actividades

de comercialización y distribución y al desarrollo de normas para evitar abusos de posición dominante en el mercado.

3.2.2 Comercialización de Electricidad

Las actividades básicas de la industria eléctrica son cuatro: generación, transmisión, distribución y comercialización.

a) El mercado mayorista y sus participantes

El mercado mayorista fue definido por la CREG como:

“el conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables”.

En él participan:

- Los generadores que son quienes poseen plantas o unidades de generación, conectadas al Sistema Interconectado Nacional, de ahora en adelante SIN, superiores a 20 MW. Están obligados a participar en el mercado mayorista de electricidad. Tiene una participación opcional en este mercado quienes posean una capacidad mayor o igual a 10 MW y menor a 20 MW. Aquellos que posean plantas o unidades de menos de 10 MW, no pueden participar en este mercado. Los generadores pueden celebrar contratos de energía con comercializadores u otros generadores a precios acordados libremente entre las partes, realizar transacciones en la Bolsa y prestar servicios asociados a la generación para asegurar la calidad y seguridad en el sistema.
- Los comercializadores que son aquellos que atienden usuarios finales conectados al SIN, pueden realizar transacciones a través del mercado mayorista.
- Los transportadores que son quienes posean redes conectadas al SIN, están obligados a permitir el acceso a sus redes de tal forma de facilitar la competencia.

i) Tipos de mercados existentes

La Ley estableció dos mercados: el regulado y el no regulado. El primero esta compuesto por usuarios sometidos a las fórmulas de tarifas establecidas por la CREG, es decir, conformado por usuarios residenciales y la mayoría de los comerciales, oficiales y la pequeña industria. El mercado no regulado está compuesto a su vez por usuarios con un consumo de potencia igual o superior a 0,5 MW – mes o a 270 MWh/mes y los usuarios pueden negociar libremente precios y cantidades de energía.

ii) Contratos de compra y venta

Las compras de energía hechas por los comercializadores pueden realizarse celebrando contratos bilaterales de largo plazo o comprar la energía en el mercado spot. En caso de realizar compras mediante contratos bilaterales de largo plazo para atender usuarios regulados, éstas deben haber sido precedidas de procesos competitivos donde se haya dado a todos los agentes del mercado la oportunidad de ofrecer energía (Res. CREG 020/96).

Los contratos bilaterales de largo plazo a su vez deben registrarse ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, de ahora en adelante SIC, y se pueden celebrar por las siguientes razones:

- Por la obligación impuesta a las empresas que atienden a los mercados regulados de realizar compras firmes de energía para atender las necesidades de sus usuarios.
- Por compromisos de compra obligatoria acordados con los inversionistas privados para garantizar la construcción de los nuevos proyectos de expansión.
- Por la aversión al riesgo frente a la volatilidad de los precios en la Bolsa de Energía.

Ahora bien los tipos de contratos bilaterales destinados a atender el mercado regulado están sujetos a disposiciones para asegurar la competencia y evitar posiciones dominantes de las empresas integradas verticalmente. Las empresas pueden celebrar los siguientes contratos: pague lo contratado y pague lo demandado.

- Pague lo contratado es cuando el comercializador se compromete a pagar toda la energía contratada, independiente de si ésta es consumida o no.
- Pague lo demandado es cuando el agente comprador paga (a precio de contrato) su consumo, siempre y cuando éste sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada (tope máximo). Si el consumo es superior, la diferencia se liquida al precio de la Bolsa.

También se podrán realizar transacciones horarias en la Bolsa de Energía, la cual es definida como:

“Sistema utilizado en el mercado mayorista para que generadores y comercializadores efectúen transacciones de energía hora a hora, adicionales a las establecidas bilateralmente en los contratos garantizados de compra de energía, por cantidades y precios determinados por el juego libre de oferta y demanda, de acuerdo a las reglas comerciales definidas en el Reglamento de Operación” (Res. CREG 024/94).

Las ofertas de cantidades y precios en la Bolsa de Energía se hacen sin tener en cuenta las condiciones operativas del SIN. Sin embargo, el sistema interconectado está sujeto a restricciones, entre ellas, limitaciones en la red de transporte y en la capacidad de transformación. La diferencia entre el despacho ideal y el despacho real representa los sobrecostos de la operación al tener en cuenta las restricciones normales o eventuales del SIN (Cabe mencionar que todo esto se produce debido a que el despacho económico de las centrales, se utiliza un modelo uninodal en donde las restricciones de capacidad de transmisión se suponen inactivas y los efectos de las pérdidas de transmisión son incorporados en forma exógena). La compensación, en cada caso, se paga al *precio de reconciliación*, definido como el precio de oferta horario de cada recurso. Para ello se realiza un proceso que compara el valor del despacho “ideal” con el despacho “real” (Res. CREG 099/96).

Existe un cargo por capacidad con el objeto de atenuar el riesgo proveniente de la volatilidad de los precios en la Bolsa de Energía. Esta volatilidad se debe a que el sistema eléctrico colombiano tiene una elevada componente hidráulica y una baja capacidad de regulación de sus embalses. Esto provoca que en épocas de invierno, los precios cubren a duras penas los costos operacionales, lo que constituye un riesgo grande para la recuperación de los costos de los inversionistas en nuevas

plantas de generación. El **principal objetivo del cargo por capacidad** es el de asegurar flujos de fondos constantes para los nuevos proyectos, con base en el costo de turbinas de gas de ciclo abierto, cuyo valor es de US\$ 5,25/kW. Ello permite poner un piso al precio de la Bolsa de la Energía.

Las ventas de energía a usuarios no regulados son libres y no están sometidas a procedimiento alguno. En cambio, las ventas de energía a usuarios regulados están sujetas a los criterios establecidos en la ley y a las fórmulas de tarifas establecidas por la CREG.

b) Reglas para los distribuidores

La CREG estableció las siguientes normas para los agentes que posean líneas de distribución (Res. CREG 003/94 y 099/97):

- Deben permitir el acceso a sus redes a cualquier usuario, comercializador, generador, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas.
- Deben permitir la conexión de las nuevas líneas que construyan los agentes autorizados.
- Los distribuidores son responsables del planteamiento, operación y mantenimiento de los Sistema de Transmisión Regional, de ahora en adelante STR, y Sistema de Distribución Local, de ahora en adelante SDL.
- Las redes se clasifican en cuatro categorías según nivel de tensión: Nivel I (<1kV), Nivel II ($\geq 1\text{kV} < 30\text{kV}$), Nivel III ($\geq 30\text{kV} < 62\text{kV}$) y Nivel IV ($\geq 62\text{kV} > 220$).

c) Cargos por uso en los STR y SDL

Para el cálculo de los costos por uso de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de la CREG se tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, teniendo en cuenta las características propias de la región, tomarán en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada. Además, tendrán en

cuenta niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables (Ley 143°, Artículo 45°). De hecho la metodología establecida por la CREG, es una metodología basada en el inventario de las redes y equipos asociados con estas actividades y su valoración a precios de reposición a nuevo. Teniendo esta información, se calcula el costo anual equivalente, utilizando una tasa de descuento de 10% y una vida útil de 25 años. Se adicionan los cargos de administración, operación y mantenimiento estimados en un 2% del valor de los activos. Con la demanda de energía y potencia de cada empresa se obtienen cargos “estampilla” para energía y potencia por nivel de tensión (Res. CREG 099/97).

d) La comercialización de electricidad

La comercialización de electricidad en Colombia, [Ocho98] consiste en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales (regulados y no regulados). Esta actividad puede ser desarrollada por agentes especializados (comercializadores puros) o por agentes que realizan en forma simultánea la actividad de generación o de distribución⁴. La CREG definió al comercializador como una persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de electricidad.

Quienes presten servicios de comercialización de energía estarán obligados a realizar las transacciones de compra de energía que requieran en el mercado mayorista de energía, y se sujetarán al Reglamento de Operación y a los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

i) Criterios para establecer tarifas

La Ley 142 de 1994 (art. 87) definió los siguientes criterios para establecer el régimen de tarifas para los usuarios regulados⁵:

⁴ Algunas de estas empresas también realizan en forma simultánea la actividad de transmisión, por disposición de la ley para las empresas preexistentes, con excepción de ISA.

⁵ Los criterios de eficiencia económica y autosuficiencia financiera prevalecen sobre los demás.

- *Eficiencia económica:* El régimen de las tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo. Las fórmulas de tarifas deben tener en cuenta los costos y los aumentos de productividad esperados, los cuales se deben distribuir entre empresas y usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo. Las fórmulas de tarifas no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia.
- *Neutralidad:* Cada consumidor tendrá derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasionan a las empresas de servicios públicos son iguales.
- *Solidaridad y redistribución de ingresos:* Al poner en práctica el régimen tarifario se adoptarán medidas para que los usuarios de los estratos altos y los usuarios industriales y comerciales, ayuden a los usuarios de estratos bajos a pagar las tarifas de los consumos que cubran sus necesidades básicas.
- *Suficiencia financiera:* Las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirá remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad de los usuarios.
- *Simplicidad:* Las fórmulas de tarifas se elaborarán en tal forma que se facilite su comprensión, aplicación y control.
- *Transparencia:* El régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, y para los usuarios.

ii) Componentes en la estructura de tarifas

Los costos en que incurren los consumidores finales se pueden apreciar a continuación y fueron establecidos por la CREG en la Resolución 112 de Noviembre de 1996:

- **Cargo Variable:** Es una variable que se aplica en la Fórmula de Costos como factor al consumo facturado.

- **Cargo Fijo:** El usuario deberá pagar un cargo fijo a las empresas de comercialización. Este cargo tiene que garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independiente del nivel de consumo.
- **Cargo por Conexión:** Las empresas de comercialización pueden cobrar a sus clientes, por una sola vez, en el momento de efectuar la conexión al servicio un cargo por conexión. Este cargo comprende la acometida⁶ y el medidor y podrá incluir, previa autorización de la CREG, una porción de los costos que recuperen parte de la inversión nueva en las redes de distribución.

Hasta el 31 de diciembre de 1997, las tarifas de los usuarios regulados fueron definidas en forma directa por la CREG. Sin embargo, con la entrada en vigencia de las fórmulas de tarifas, a partir del 1° de enero de 1998, la CREG delegó esta función en los comercializadores bajo el régimen de libertad regulada⁷. Básicamente, el comercializador que actúe bajo el régimen de libertad regulada deberá determinar un costo máximo de prestación de servicio, es decir un techo para el servicio que presta, para cada una de las diferentes opciones tarifarias y estará facultado para aplicar un valor inferior, si tiene razones económicas comprobables que expliquen la existencia de costos inferiores. Aquel comercializador que lleve a cabo el régimen tarifario de libertad regulada deberá cumplir el criterio de neutralidad anteriormente mencionado y con los demás criterios que orientan el régimen tarifario, según las leyes.

Las fórmulas aprobadas tienen una vigencia de cinco años, entre el 1° de enero de 1998 y el 31 de diciembre del año 2002 (Res. CREG 031/97). En términos simples, la fórmula expresa el costo unitario de prestación del servicio⁸ a un nivel de tensión determinado (\$/kWh) como la suma de los costos de cada una de las actividades de la cadena: generación (costo de compra de la energía); transmisión (costo promedio por uso del STN); distribución (costo de distribución hasta el nivel

⁶ Acometida: Derivación de la red de distribución local que llega hasta el domicilio del usuario. No incluye el contador o medidor de energía eléctrica.

⁷ Libertad regulada: Régimen de tarifas mediante el cual la comisión de regulación respectiva fijará los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas de servicios públicos domiciliarios pueden determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos al usuario o consumidor (art. 14.10, Ley 142 de 1994).

⁸ El costo unitario de prestación de servicio se puede apreciar en el anexo A.

de tensión de conexión del usuario); costos adicionales (contribuciones a la SSp y CREG, pago de restricciones y servicios complementarios, remuneración del CND, CRD y al Administrador del SIC) y **comercialización**. Todos estos elementos conforman el costo de operación y comercialización del servicio de distribución. La determinación de cada uno de estos costos está, a su vez, expresada en fórmulas precisas de cálculo, con reajustes automáticos según el comportamiento de varios índices (entre ellos, el de precios al productor nacional y el índice de pérdidas reconocidas). A continuación se presenta la forma en que se calcula la componente de comercialización que es la que realmente interesa para efectos de éste estudio.

iii) Costo de comercialización

Este cargo reconoce los costos máximos asociados con la atención de los usuarios regulados, con un esquema que incentiva la eficiencia de las empresas, mediante la fórmula (1.1):

$$C_{m,t} = \frac{C_0^*}{CFM_{t-1}} \cdot [1 - \Delta IPSE] \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0} \quad (1.1)$$

Donde C_0^* es el costo Base de Comercialización expresado en \$ por factura (kWh) dividido por el Consumo Facturado Medio del año anterior de cada empresa, definido como el total de kWh vendidos a clientes regulados y no regulados dividido por el total de las facturas expedidas. El ajuste por IPSE, que corresponde a la variación acumulada en el índice de productividad del sector eléctrico, se realizará a partir del total de las facturas expedidas a partir del segundo año.

La Comisión definió el 11 de Septiembre 1997 el valor de C_0^* en 2,454 \$/factura (\$ diciembre 1996). Este valor es fruto de un elaborado cálculo donde se utiliza una metodología de punto extremo llamada “Análisis Envolvente de Datos”. Aparentemente, partiendo de los Costos de Comercialización, presentados por los permisionarios, netos de riesgos, retornos y márgenes se los compara utilizando parámetros de densidad para ponderarlos y así lograr un valor representativo de una gestión para ponderarlos y así lograr un valor representativo de una gestión eficiente para cada uno de aquellos. A este costo de comercialización eficiente se le agrega un 15% para obtener el costo Base de Comercialización C_0^* , el porcentaje reconoce un

margen que cubre tanto los riesgos de Comercialización como el retorno de capital comprometido.

iv) Información que debe suministrar el comercializador

Todo comercializador deberá presentar ante la Comisión (CREG) un informe conteniendo:

- El costo de comercialización para el primer año de vigencia de la fórmula, debidamente soportado.
- En los costos de comercialización debe expresar por separado **los costos de lectura, facturación, entrega de facturas, recaudo, atención de reclamos, cortes y suspensiones, reconexión y otros costos** que pueda justificar el comercializador.
- El comercializador deberá entregar la información correspondiente a los costos de compras propias de la empresa durante cada uno de los meses del año anterior al de vigencia de la fórmula, además de los otros costos del mercado mayorista en que haya incurrido en ese mismo año.
- Las observaciones y demás información que crea necesarias.

v) Subsidios

La Ley 142 de 1994 estableció que sólo podrán recibir subsidios los más pobres con los siguientes límites: hasta 50% del costo económico para los del estrato I (Bajo – Bajo), hasta un 40% para los del II (Bajo) y hasta un 15% - si la comisión de regulación respectiva lo aprueba – para los del III (Medio – Bajo). Los del estrato IV (Medio) deben pagar plenamente el costo de servicio y los de los estratos V (Medio – Alto) y VI (Alto), el costo y hasta 20% adicional como contribución para financiar los subsidios otorgados a los más pobres. De igual manera, gravó a las actividades productivas hasta con un 20% de contribución. Solamente se subsidia el consumo de subsistencia. También estableció que todos los usuarios, sin excepción, deben pagar los costos de administración, operación y mantenimiento. En caso de que los aportes solidarios no sean suficientes para cubrir el valor de los subsidios otorgados, las empresas pueden acudir a los Fondos de Solidaridad y Redistribución de Ingresos. De no ser posible acceder a estos recursos, las empresas pueden disminuir el monto de los subsidios otorgados, ya que la responsabilidad de los

subsidios es del Estado, no de ellas. El Decreto 3087 de diciembre de 1997 reglamentó este último punto de la siguiente manera: *“Cuando el monto de los recursos apropiados en el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos, y en los presupuestos departamentales, distritales y municipales no sean suficientes para cubrir la totalidad de los subsidios previstos, la entidad prestadora de los servicios públicos domiciliarios deberá prever el plan de ajuste tarifario requerido”* (Art. 12).

3.3 Inglaterra y Gales

3.3.1 Historia de la Reestructuración

El sistema eléctrico en Inglaterra y Gales [Gray98] [Gree98] [Newb97] fue privatizado entre los años 1990 y 1994. La clave de la privatización fueron los distribuidores en 1990 y los generadores en 1991. A diferencia de otras privatizaciones realizadas previamente en el Reino Unido, la industria fue radicalmente reestructurada previamente a su privatización con el objetivo principal de promover la competencia. En particular, la generación fue separada de la transmisión y un nuevo sistema de mercado conocido como “Pool” fue desarrollado.

El 31 de Marzo de 1990, marcó el comienzo operacional de una reestructuración económica a través de una evolución de la industria eléctrica en el Reino Unido. La compañía pública responsable de casi toda la generación y transmisión eléctrica de ese entonces en Inglaterra y Gales, el Central Electricity Generating Board (CEGB), fue dividida en cuatro compañías separadas: tres generadoras (National Power, PowerGen y Nuclear Electric) y una transmisora (National Grid Company). En sus inicios, el sector de generación quedó dividido en las siguientes compañías:

- National Power, 29486 MW (46%)
- PowerGen, 18764 MW (29%)
- Nuclear Electric, 8357 MW (13%)
- Otros, 7838 MW (12%)

Los principales actores del mercado eran, National Power, PowerGen y Nuclear Electric. De hecho, National Power y PowerGen, controlaban casi la totalidad de la generación del mercado controlando 30GW y 18GW de la capacidad respectivamente (aproximadamente 82% de la capacidad total del sistema en ese entonces). Un número menor de competidores incluye importaciones de electricidad desde Francia (Électricité de France (EdF)) y Escocia (Hydro-Electric y Scottish Power), a través de las interconexiones, bombas de almacenamiento pertenecientes a la National Grid Company, de ahora en adelante NGC, el operador de la transmisión, algunas estaciones nucleares pequeñas pertenecientes a la compañía responsable de reprocesar el combustible nuclear (British Nuclear Fuel Ltd, BNFL), y plantas experimentales de propiedad de la UK Atomic Energy Authority (AEA) y un número de pequeños autoprodutores conocidos como Independent Power Producers (IPPs).

Con el transcurso del tiempo, los IPPs fueron autorizados a firmar provechosos contratos de largo plazo con las compañías de distribución locales, logrando con ello que la entrada de nuevos agentes al mercado fuera menos riesgosa. Estos nuevos agentes del mercado eran muy atractivos a los ojos de los distribuidores debido a los avances tecnológicos provenientes de las turbinas de ciclo combinado a gas llamadas Combined Cycle Gas Turbine (CCGTs). Muchos de los nuevos IPPs firmaron contratos por 15 años con los distribuidores locales que eran atraídos por los bajos precios de las centrales CCGTs y con costos de operación y mantenimiento sustancialmente más baratos que aquellos de las centrales a carbón.

La privatización de los dos grandes generadores, National Power y Power Gen, se llevó a cabo en marzo de 1991, ocasión en la cual se privatizó el 60% de ellas, mientras que el 40% restante se privatizó en febrero de 1995. Por último las estaciones nucleares más modernas fueron privatizadas en Julio de 1996. Aunque National Power y PowerGen aún continúan siendo las dos generadoras más grandes, sus respectivas participaciones en el mercado han bajado sustancialmente en los últimos 7 años.

En 1995, el 9 de Mayo, el gobierno del Reino Unido dio a conocer la privatización de las instalaciones nuclear con el objetivo principal de introducir más competencia, de tal forma, que las fuerzas del mercado fueran las encargadas de

encausar el futuro de la generación nuclear en ese país. Para lograr tales privatizaciones se debieron realizar reestructuraciones en las empresas, crear nuevas entidades legales y renegociar contratos.

En Junio de 1998, se produjo un acontecimiento importante en el Reino Unido con la fusión de las empresas Scottish Nuclear y Nuclear Electric con el objetivo de formar una única gran empresa llamada British Energy Generation Limited.

La transmisión quedó en manos de la National Grid Company (NGC), cuya propiedad accionaría fue repartida entre los distribuidores privados, conocidos como Regional Electricity Company, de ahora en adelante RECs, o Public Electricity Supplier, de ahora en adelante PESs, de acuerdo a su tamaño. En 1995, los RECs tomaron el control de la NGC, pero bajo un estricto control de parte de la autoridad de tal forma de evitar prácticas monopólicas.

Conviene aclarar que las RECs o los PESs corresponden a las antiguas empresas concesionarias de distribución que se podían separar en 12 áreas entre Inglaterra y Gales, y en 2 áreas en Escocia, y que fueron privatizadas en 1990. Cada una de las áreas de concesión se convirtió en una REC. Actualmente existen 12 RECs en Inglaterra y Gales, y 2 PESs en Escocia. Bajo el término de sus licencias, las actividades principales de las RECs se pueden distinguir en distribución (transporte de electricidad sobre redes de bajo voltaje) y provisión (compra y venta de electricidad a los consumidores).

Por último, cabe mencionar, que la competencia en el suministro eléctrico, es decir la venta de electricidad a consumidores en el mercado minorista, también ha sufrido grandes cambios. En 1990, los grandes consumidores con una demanda máxima por sobre 1MW, aproximadamente 5000 consumidores, eran autorizados a escoger a su proveedor. En 1994, la competencia fue ampliada a 50000 consumidores con una demanda máxima entre 100kW y 1MW. Y por último en 1998 la competencia en el suministro eléctrico se amplió a los 23 millones de consumidores residenciales.

En resumen se puede decir que todas las reformas anteriormente mencionadas tuvieron como principal objetivo la creación de un nuevo mercado de la electricidad, llamado el Pool debido a que toda la potencia que entraba y salía era prorrateada (pooled), reunida y vendida a un mismo precio strick o precio de despeje.

A continuación se presenta un mapa del suministro eléctrico del Reino Unido:

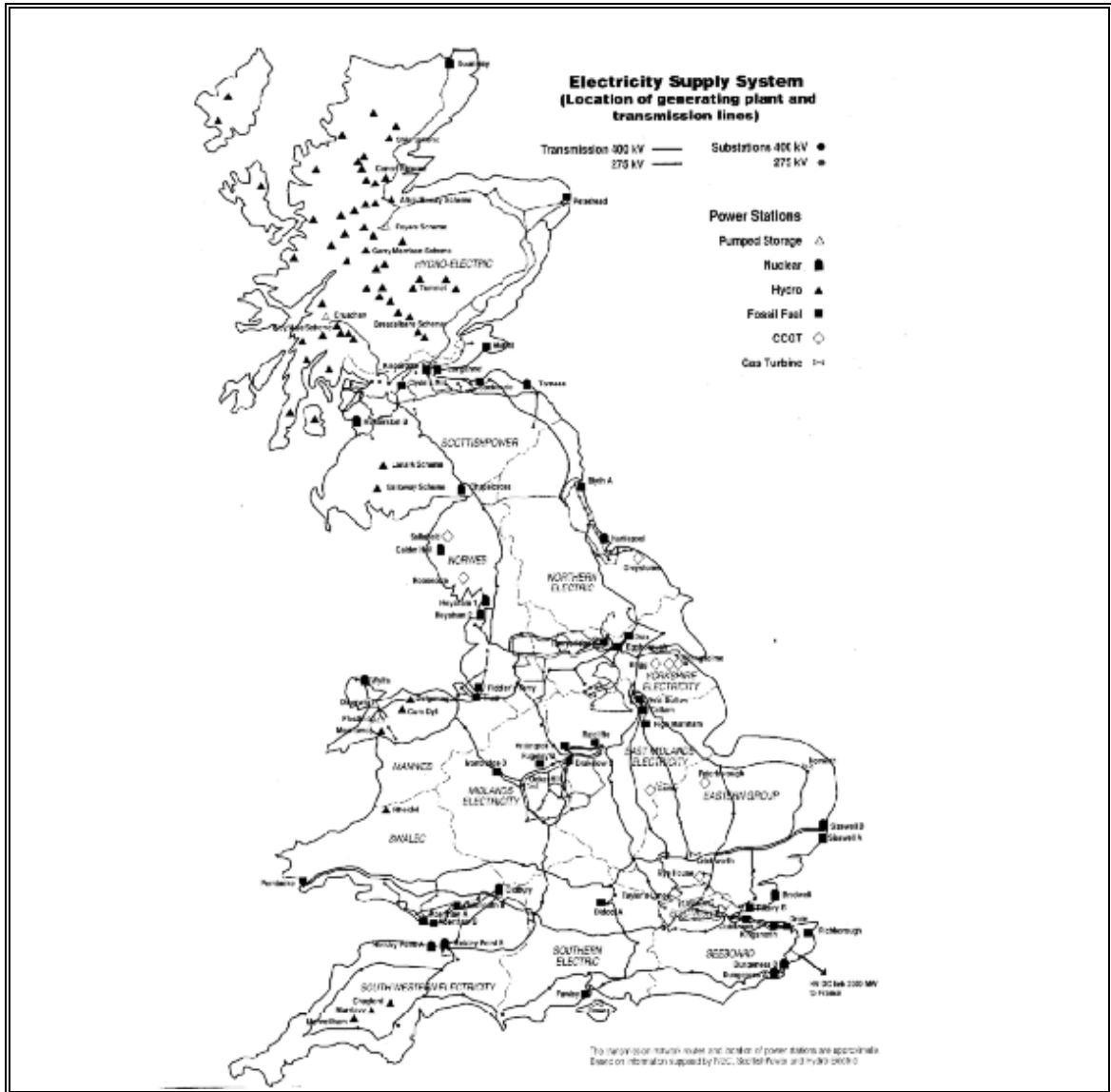


Figura 1.1: Mapa de Suministro Eléctrico del Reino Unido

3.3.2 Comercialización de Electricidad

a) Participantes de la industria eléctrica

La estructura de la industria eléctrica de Gran Bretaña esta constituida por cuatro actividades: Generación, Transmisión, Distribución y Suministro o Provisión (Comercialización).

Las actividades de generación, transmisión, distribución y provisión son actividades licenciadas, vale decir que, todas las personas jurídicas y naturales que quieran ejercer estas actividades requieren de una licencia para poder ejercerlas. El encargado de otorgar estas licencias es el Director General de Suministro Eléctrico (Director General of Electricity Supply o DGES).

La generación consiste en la conversión de fuentes de energía primaria y renovable en electricidad. Las compañías productoras de electricidad en estaciones de poder operan bajo una licencia de generador en un mercado cada vez más competitivo.

En el Pool de Inglaterra y Gales, los generadores venden toda su generación disponible a precio spot. El Pool facilita un proceso competitivo de oferta de precios entre generadores que fijan los precios pagados por la electricidad cada media hora del día y establece que generadores generarán para cumplir con el pronóstico de demanda. Cada día a las 10 a.m., los generadores envían al Pool sus ofertas de cuanto están dispuestos a generar para cada período de media hora del día siguiente y a que precio. Estas ofertas contiene, para cada unidad de generación, los niveles de entregas y un número de parámetros de precio más cualquier restricción operativa, como por ejemplo, niveles mínimos de generación y la tasa a la cual las unidades pueden aumentar o disminuir su producción.

La NGC, como operador del sistema de transmisión, es responsable de la programación y despacho de generación en el día para cubrir la demanda. La NGC produce un pronóstico de demanda (más reserva) tomando en cuenta las variaciones climáticas y patrones de uso para cada media hora del día siguiente, y con esto ella

programa la forma en que se cubrirá el pronóstico de demanda utilizando las ofertas entregadas por los generadores. Un sistema computacional, llamado Generator Ordering and Loading (GOAL), tiene como objetivo producir el mejor despacho posible con los menores costos de generación para el día, tomando en cuenta las limitaciones de las plantas generatrices y las ofertas de precios de los generadores. A esto se le conoce como programación irrestricta.

El Precio de Compra del Pool (Pool Purchase Price o PPP) es el precio pagado por el Pool a los generadores en kWh para cada media hora y es definido como:

$$PPP=SMP+CC,$$

Donde SMP corresponde al Precio Marginal del Sistema (o System Marginal Price) y CC es equivalente a la capacidad de carga. La capacidad de carga puede ser representada a su vez como $CC=LOLP \times (VOLL-SMP)$, donde LOLP equivale a la probabilidad de pérdida de carga y VOLL corresponde al cargo por pérdida. El propósito de la capacidad de carga CC, es la de entregar señales a los generadores acerca de las necesidades de capacidad, así como también señales a los consumidores con respecto a que consumos van a requerir la máxima cantidad disponible de capacidad de generación en los periodos de carga. El VOLL representa la disposición a pagar (en kWh) de parte de los consumidores con tal de evitar interrupciones en el suministro. Este cargo es impuesto por el Director General de la Oficina de Regulación Eléctrica (Office of Electricity Regulation u OFFER) y ha crecido anualmente a razón del IPC. El LOLP se calcula, para cada media hora,

El Precio de Venta del Pool (Pool Selling Price o PSP) que corresponde al precio al cual compran electricidad los proveedores al Pool para posteriormente venderla a sus consumidores finales tanto industriales, como comerciales y residenciales, y se define como:

$$PSP=SMP+CC+UPLIFT$$

Siendo UPLIFT el cargo utilizado para mantener el sistema de transmisión estable. Es sólo conocido en forma ex – post, por lo tanto el único precio

incierto desde la perspectiva del día anterior. Gran parte del UPLIFT es utilizado para compensar a los generadores por capacidad disponible no programada, pero también se utiliza para pagar los costos incurridos en servicios auxiliares (potencia reactiva, control de frecuencia, etc.).

Los servicios auxiliares son pagados a través del cargo Uplift que cobra el Pool y que es repartido por él a los generadores que han sido despachados. Hay un cierto porcentaje que permanece en el Pool. Básicamente los servicios auxiliares son:

- Control de Voltaje: Implica producir o absorber potencia reactiva (VARs) de manera que el voltaje se mantenga dentro de límites aceptables del sistema.
- Control de Frecuencia: Se provee para mantener la frecuencia del sistema. Los generadores son los únicos proveedores de este servicio.
- Capacidad de Arranque Negro (Black Start): Para el arranque inicial de las centrales generadoras es necesaria cierta energía eléctrica. Los servicios de arranque negro son provistos por generadores que pueden iniciar su operación sin utilizar energía de la red. Estas unidades permiten la restauración del sistema eléctrico cuando ocurre un apagón.
- Reservas y Restricciones: Son servicios comerciales.

La transmisión consiste en transportar electricidad desde las estaciones de poder a compañías responsables de su distribución a usuarios finales. En Inglaterra y Gales esta tarea es llevada a cabo por la National Grid Company, mientras que en Escocia es llevada a cabo por la ScottishPower y Hydro-Electric. La transmisión se realiza en alta tensión, es decir, en voltajes de 400 kV y 275 kV para minimizar pérdidas. Hay interconexiones que permiten unir a Inglaterra y Gales con Escocia y Francia. La NGC tiene la obligación de ofrecer acceso abierto a la transmisión a todos los generadores y a los proveedores sin discriminación alguna. También entrega pautas de los requerimientos necesarios para la conexión al sistema. Por último esta empresa es la encargada de mantener un sistema de transmisión eléctrico coordinado y económicamente eficiente.

La distribución es el transporte de electricidad desde las redes de transmisión hasta las clientes individuales. Es llevada a cabo en tensiones inferiores a las de transmisión.

b) Los proveedores o comercializadores y las actividades que ellos desarrollan

La **provisión de energía eléctrica**, o comercialización de energía eléctrica, en Inglaterra y Gales es el proceso de compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a consumidores finales tanto regulados como libres. Esta actividad es desarrollada por los RECs que poseen licencia de distribuidor y de proveedor, pero también puede ser desarrollada por los generadores, los autoprodutores y cualquier otra persona que cumpla con las condiciones exigidas. De hecho, el Acta Eléctrica de 1989 distingue dos tipos de licencias de proveedor o comercializador. La primera de ellas es la licencia que se le otorga a las RECs, que les permite además de distribuir energía eléctrica dentro de su área de concesión, suministrar ésta energía eléctrica a todo tipo de consumidor que se encuentre dentro de su área de concesión, incluyendo a los consumidores designados. Reciben el nombre de consumidor designado aquellos consumidores que consumen menos de 12000 kWh al año y cuyos precios son sujetos actualmente a control de precios. Los consumidores que consumen más que 12000 kWh al año son llamados consumidores no designados y sus precios no son sometidos a regulación de precios. La otra licencia, es la llamada licencia de proveedor de segunda fila que otorga el derecho a que cualquier persona pueda suministrar energía eléctrica a cualquier consumidor salvo aquellos consumidores designados. Esta última licencia incluye a aquellas RECs que realizan la actividad de suministrar energía eléctrica fuera de zona de concesión, es decir que los poseedores de este tipo de licencia pueden ser considerados como proveedores puros. Cabe mencionar que el suministro de electricidad [OFFE99] por parte de una REC a un consumidor, que se encuentra dentro de su área es conocido como el negocio de la **REC de primera fila** (first tier business). El suministro de electricidad a un consumidor fuera de su área es conocido como el negocio de la **REC de segunda fila** (second tier business). Todos las RECs tiene negocio de primera fila y segunda fila de suministro.

Antes de 1990 la distribución de electricidad no se distinguía de la provisión de ella, es decir, la actividad de proveer al consumidor y aquella de recolectar los pagos [Gree98]. A partir de 1990 ambos negocios se separaron e impusieron a las RECs mantener contabilidades separadas para ambos negocios. Más aún, para facilitar la competencia cada REC debe permitir el uso de sus sistemas de

distribución, es decir, de sus “alambres”, a cualquier que posea licencia de proveedor, a cambio de un cargo por este servicio llamado cargo por uso de sistema, y debe publicar esta tarifa. Toda REC debe asegurarse que esta tarifa se aplicara a su propio negocio de provisión también. Estas tarifas o cargos están limitadas por los controles de precios de distribución.

i) Tareas desempeñadas por los proveedores

- Comprar electricidad
- Lograr contratos con los generadores que afectan sus costos de generación
- Procurar la transmisión de electricidad a través de los sistemas de transmisión y distribución como también procurar otros servicios relacionados con la distribución
- Proveer servicios a los consumidores como facturación y cobranza, emisión de boletas y lectura de medidores (la cual es realizada cada media hora)
- Ganar cierta utilidad del negocio de la provisión
- Pagar un impuesto a los combustibles fósiles que contribuye a que la generación sea fundada sobre la base de combustibles no fósiles.

Ahora las boletas que típicamente pagan los consumidores residenciales se componen de la siguiente distribución de elementos:

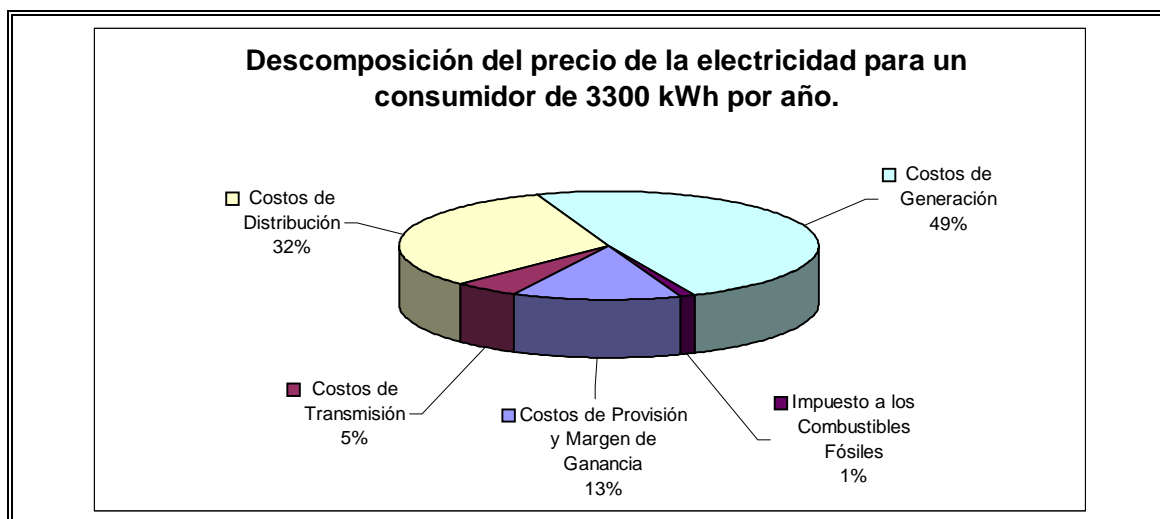


Figura 1.2: Descomposición del precio de la electricidad para un consumidor de 3.300 kWh por año

De éste gráfico se puede apreciar que los consumidores pagan en sus boletas:

- Costos de Compra de Electricidad a los Generadores, que constituye el 49% del precio final.
- Costos de Transmisión de Electricidad, que constituye el 5% del precio final.
- Costos de Distribución de Electricidad, que constituye el 32% del precio final.
- Costos del Servicio de Provisión de Electricidad, que constituye el 13% del precio final.
- Impuesto a los Combustibles Fósiles, que constituye el 1% del precio final.

ii) Obligaciones de los proveedores o comercializadores

- Obligación de servicio: Los proveedores que proveen de electricidad a consumidores designados están obligados a proveer y seguir proveyendo electricidad, en las áreas que cubran sus licencias, a cualquier consumidor designado que requiera de tal suministro.
- Obligaciones de servicio a los consumidores: Hay una cierta cantidad de obligaciones de servicio a los consumidores designados por parte de los

proveedores, como por ejemplo guiar a los consumidores en el uso eficiente de la electricidad o negociar servicios especiales con los minusválidos o pensionados.

- Condiciones de no discriminación: El Acta Eléctrica de 1989 prohíbe que los RECs muestren preferencias indebidas o ejerzan cualquier discriminación indebida en contra de cualquier persona o clase de personas en el proceso de fijación tarifaria. Además todas las licencias de proveedor poseen una condición que impide a los proveedores, que se encuentran en una posición dominante en el mercado, ejercer cualquier tipo de discriminación en el suministro de la electricidad. En noviembre de 1997, el DGES determinó que cada uno de los 14 RECs eran dominantes en el mercado de los consumidores designados de su área de servicio.

iii) Control de precios para los tarifas de los proveedores

El actual control de precios es aplicado a los consumidores designados, fue puesto en marcha el 1 de abril de 1998 y debe cubrir los años financieros de 1998/99 y 1999/00.

El control es aplicado a los precios finales y por lo tanto debe cubrir todos los costos del negocio de los proveedores; generación, transmisión, distribución, costos del servicio de provisión incluido el margen de utilidad y el impuesto a los combustibles fósiles. Este control permite que variaciones en los combustibles fósiles sean transpasadas a través de los precios.

El control especifica que para cada REC los precios de las tarifas en promedio no deberían crecer más rápido que un RPI-X. Un control de precios de la forma RPI-X (Retail Price Index menos un factor X), **es ideal para proteger a los consumidores que se encuentran en aquellas partes de la industria eléctrica que no están abiertas a la competencia o donde la competencia ha sido desarrollada en forma inadecuada.** En Inglaterra y Gales, el RPI-X esta siendo aplicado únicamente en aquellos segmentos de la industria que aún son considerados monopolios naturales (o que aún no están listos para la competencia). Estos segmentos son básicamente los alambres, vale decir, transmisión y distribución. Pero el RPI-X también es aplicado en la provisión hacia clientes regulados, ya que como

se explico anteriormente, hay que proteger a los consumidores de prácticas monopólicas.

La función del control de precios RPI-X es poner un techo a los precios de tal forma que los **precios medios no crezcan más que el índice de precios al consumidor menos un cierto factor de productividad X**. El factor X puede ser positivo si se espera que la industria opere más eficiente en el futuro o es negativo si se espera un aumento de costos por ejemplo debido a mayores inversiones o por calidad servicio. El factor de productividad X esta basado en los logros pasados y un análisis proyectado de las ganancias futuras de productividad, para lo cual, hay que hacer una estimación de los retornos necesarios para que la firma sea eficiente en su manejo. Este control de precios refleja en forma anticipada los niveles futuros de los costos operacionales y de los gastos de capitales en los que se incurrirá, y están fijados para proveer un retorno adecuado a los accionistas consistente en logros de eficiencia.

Básicamente la forma en que actúa este control de precios es entregando grandes incentivos para mejorar la eficiencia del sector y lograr mejoras en la productividad. La ganancia que obtienen las compañías con el control de precios RPI-X es aquella resultante de una mayor eficiencia en el periodo de control de precios.

La siguiente tabla 1.1 muestra los valores que son aplicados actualmente a las distintas RECs.

Tabla 1.1: Factor X por empresa de provisión 1998/1999

PES	Factor X
Eastern	8.9
East Midlands	6.3
London	11.8
Manweb	5.8
Midlands	7.1
Northern	4.2
NORWEB	3.4
SEEBOARD	6.0
Southern	3.2
SWALEC	8.5
South Western	6.6
Yorkshire	3.7
Scottish Power	2.2
Hydro-Electric	4.0

El control de precios también entrega un número de condiciones suplementarias acerca de cómo podrían cambiar los precios. Estas condiciones son:

- El precio promedio por unidad para un consumidor con una tarifa estándar doméstica no deberá exceder el precio promedio por unidad aplicado el 1 de abril de 1997 a los consumidores con consumo de 3300 kWh por año, ajustado por un factor X aplicado para cada REC;
- El precio promedio por unidad para un consumidor con una tarifa doméstica distinta a la estándar deberá caer en por lo menos 3% en términos reales.

iv) Estándares de desempeño

Las secciones 39 y 40 del Acta Eléctrica de 1989 permiten que DGES fije ciertos estándares de desempeño que los RECs deben cumplir y cuya finalidad es mantener niveles de servicios adecuados para los consumidores.

Se pueden distinguir dos tipos de estándares de desempeño; estándar de desempeño garantizado y estándar de desempeño total. El estándar de desempeño garantizado fija los niveles de servicios a ser entregados para cada consumidor. Si la compañía prestadora de estos servicios no cumple con los estándares establecidos para cada consumidor, ella está obligada a entregar una compensación monetaria al consumidor. El estándar de desempeño total es aplicado en aquellos casos cuando no es conveniente entregar garantías individuales, pero donde no obstante, los consumidores como un todo deben recibir ciertos estándares mínimos de desempeño.

En total se pueden contabilizar once estándares de desempeño garantizados y ocho estándares de desempeño totales. Algunos de ellos tiene relación con el negocio de la distribución y otro con el negocio de la provisión. En mayo de 1998, el OFFER publicó propuestas para revisar los estándares existentes y establecer algunos otros. En la tabla 1.2 se describen los estándares de desempeño que estan relacionados con el negocio de la provisión.

Tabla 1.2: Estándares de desempeño relacionados con el negocio del suministro de electricidad

SERVICIO	NIVEL DE DESEMPEÑO	PAGO DE PENALIZACIÓN
Estándares garantizados		
Responder las inquietudes de los clientes acerca de los cargos y pagos	Entregar las respuesta real dentro de los 5 días hábiles posteriores a la formulación y acordar reembolsos a ser pagados	£20
Realizar y mantener reuniones	Las compañías deben ofrecer y realizar reuniones ya sea en las mañanas o en las tardes si el cliente así lo solicita	£20
Notificar a los clientes de pagos adeudados bajo los estándares	Informar y realizar pagos dentro de 10 días hábiles	£20
Estándares totales		
Reconexión después de corte por no pago	Reconectar al 100% de los consumidores que se haya puesto al día en sus pagos. La reconexión debe realizarse antes del término del día hábil siguiente al pago debido	
Cambiar medidores donde es necesario por cambio en opción tarifaria	Dentro de los 10 días hábiles posteriores a la solicitud de los clientes	
Lectura de medidores	Asegurar una lectura correcta por parte de las compañías	
Responder a las cartas de los clientes	El 100% de las cartas de los clientes deben ser respondidas en los 10 días hábiles siguientes a la recepción de éstas.	

iv) Tipos de contratos de compras de electricidad

Las compras de energía hechas por los proveedores o comercializadores en Inglaterra y Gales son realizadas en el Pool, ya que toda la energía es reunida y vendida en él. Las ventas y compras de energía se realizan utilizando los llamados contratos por diferencia (CfDs) y son básicamente contratos de seguro o cobertura. Estos contratos son muy utilizados, ya que los precios spot son muy volátiles debido

a que cambian cada media hora, lo que lleva a que las ventas de electricidad sean por lo tanto muy volátiles a su vez, haciendo muy impredecibles los retornos de los generadores y los costos de compra de los proveedores (RECs u otros proveedores puros).

Es bueno mencionar que, los CfDs son instrumentos meramente financieros y no son contratos bilaterales físicos y no ofrecen cobertura para los cargos Uplift. Existen dos tipos de contratos por diferencias: CfDs en dos sentidos y los CfDs en un sentido.

En el CfD de dos sentidos, las dos partes acuerdan un precio “strike” por una cantidad fija de electricidad, y cuando el precio spot del Pool (PSP) está por debajo del precio strike, el comprador tiene que pagarle al vendedor la diferencia entre el precio strike y el spot. Ahora cuando el precio “strike” es inferior al precio spot del Pool, el vendedor paga la diferencia al comprador.

El CfD de un sentido es únicamente un contrato en el cual se ofrece cobertura ante alzas del precio spot del Pool. Es decir, este contrato se ejerce únicamente cuando el precio del Pool es mayor al precio “strike” acordado. Ahora en las ocasiones en que el precio del Pool es inferior al precio “strike”, el comprador compra en el Pool.

v) Tarifas en que incurren los consumidores designados

Todos los consumidores designados pagan precios fijos que pueden variar según el contrato acordado con el proveedor del suministro basándose en días o semanas, independientemente de las fluctuaciones del precio del Pool, para todo el año fiscal. Todas las RECs ofrecen un rango de tarifas para sus clientes domésticos y comerciales. En general se pueden identificar dos grandes grupos de tarifas:

- **Tarifa estándar:** Es aquella tarifa irrestricta utilizada las tres cuartas partes del total de consumidores domésticos y consiste en un precio fijo por kWh para todos los consumos realizados durante el periodo de duración del contrato.
- **Tarifa diurna/nocturna:** Es una tarifa de dos partes que consiste en un precio fijo por kWh para todos los consumos durante las horas diurnas y otro precio fijo por kWh para todos los consumos durante las horas nocturnas y ofrece precios

más bajos para periodos de utilización nocturna. Esta tarifa también recibe el nombre de la tarifa Económica 7 y es utilizada por cada uno de entre cinco consumidor doméstico.

- **Tarifa por Conexión:** La REC o el proveedor que corresponda, dependiendo de quién realiza el servicio de suministro, deben cobrar al consumidor un cargo por conexión al sistema de distribución, cuando se conecta por primera vez a este sistema o realiza cambios materiales en sus requerimientos de suministro, como por ejemplo necesidad de mayor capacidad de conexión. Desde 1995 se implementó la competencia en la provisión de conexión. Las RECs o PESs están obligados por sus licencias a publicar los principios y métodos utilizados para el cálculo de sus cargos detalladamente, permitiendo a los consumidores estimar en forma razonable los cargos que ellos enfrentarán en conexión.

3.4 Estados Unidos

3.4.1 Historia de la Reestructuración

La industria eléctrica fue dominada [Spie98] por muchos años por empresas de servicios públicos monopólicas, integradas verticalmente y reguladas por agencias estatales. Esta industria era muy poco eficiente principalmente debido a la utilización del llamado “cost plus”. El “cost plus” era un mecanismo utilizado por las empresas eléctricas en general para construir sus instalaciones. Ellas contrataban a terceros para realizar estas labores y como paga por los servicios entregados, las empresas les entregaban una suma igual a los costos desembolsados por ellos además de un pago adicional proporcional al costo del proyecto incentivando de esta manera la ineficiencia del sector. Esto comenzó a cambiar con una reestructuración de la industria eléctrica. La implementación en 1978 de la Federal Public Utilities Regulatory Policies Act, de ahora en adelante PURPA, permitió que por primera vez, algunas compañías generadoras no sometidas a regulación de costos pudiesen vender su producción de electricidad. El propósito principal de la PURPA fue el de alentar el

desarrollo de pequeños generadores e incentivar el uso de nuevas tecnologías y combustibles para la producción de electricidad.

Sin embargo, esta reforma aún estaba muy lejos de representar un verdadero mercado basado en la competencia via precios. Pero de cualquier modo, esto significo el comienzo de un proceso. A finales de los ochenta, el concepto de “costos evitados”⁹ fue reemplazado por una gestión competitiva puesta en marcha por las empresas de servicio público de electricidad, basada en la búsqueda de bajos costos de producción. A principios de los noventa, el congreso de los Estados Unidos puso en marcha la Energy Policy Act of 1992, de ahora en adelante EAct, cuyo objetivo principal fue el de permitir la implementación del libre acceso a las redes de transmisión y para ello le otorgó a la Federal Energy Regulatory Commission, de ahora en adelante FERC, el poder necesario para llevar a cabo este objetivo.

La FERC contribuyo al objetivo de crear libre acceso a las redes de transmisión emitiendo la Order N° 888 el 24 de abril de 1996. Esta orden obliga a las empresas transmisoras a publicar las tarifas por acceso a sus redes de transmisión. Estas tarifas reciben el nombre de tarifas “pro forma” y son contratos estándares de transmisión disponibles para cualquiera en el mercado mayorista. Según esta orden de la FERC, el Independent System Operator (ISO) debe ofrecer algunos de los servicios auxiliares en forma desintegrada, dando de esta manera a los usuarios del sistema de transmisión la elección de proveerse ellos mismos los servicios o solicitar al ISO para que le provean estos servicios. Esta orden también hace mención acerca de la recuperación de los costos “stranded” o costos de transición asociados a la implementación del libre acceso de transmisión. Debido a que estos costos se refieren exclusivamente a contratos entre grandes consumidores y distribuidoras o generadoras, la orden recomienda que se utilice como procedimiento de cálculo llamado “pérdida de ingresos”, que las comisiones reguladoras de los estados consideran inaplicables, para los costos de transición a ser pagados por los

⁹ Los “costos evitados” son los costos en los cuales incurriría una empresa de generación para producir un incremento en generación en vez de comprárselo a un generador privado, es decir, es como el costo alternativo entre generar uno mismo la energía necesaria o comprarla. Este costo es típicamente calculado por una agencia administrativa, la cual realiza un pronóstico de los costos en que incurriría una planta generadora al funcionar.

consumidores domésticos y pequeñas empresas. El método implica un cálculo, caso a caso, de la diferencia entre el valor actual de los ingresos asociados a un determinado contrato y el valor actual de los ingresos que se obtendrían en el mercado, bajo la norma de libertad de acceso a la red. Estos costos son abonables únicamente cuando un consumidor o un comercializador de energía cambia el contrato antiguo y firma uno nuevo. Este tipo de cálculo (caso a caso) es imposible lograrlo para consumidores domésticos y pequeñas y medianas empresas, producto de que las magnitudes implícitas en el cálculo son inciertas. Esto explica el rechazo que demuestran las comisiones reguladoras de los estados hacia la fórmula de la FERC para la valorización de los costos de transición. Este reglamento de la FERC permitió un desarrollo importante en el mercado mayorista, ya que actualmente es posible realizar transacciones de energía eléctrica a través de distancias que antes eran imposibles, aumentando la eficiencia de la industria eléctrica.

En EEUU existen cerca de once sistemas interconectados distintos en funcionamiento y cada uno de ellos con características distintivas. Los sistemas son: Western Power Exchange (WEPEX), Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM), New York Power Pool (NYPP), New England Power Pool (NEPOOL), Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), Independent Grid Operator (INDEGO), Midwest ISO (MISO), General Agreements on Parallel Paths (GAPP), Desert Southwest Transmission and Reliability Operator (DesertSTART), Wisconsin Public Service Commission (WPSC) y Virginia. A continuación se presenta un mapa de EEUU con algunas de las interconexiones que existen y los estados que abarcan:

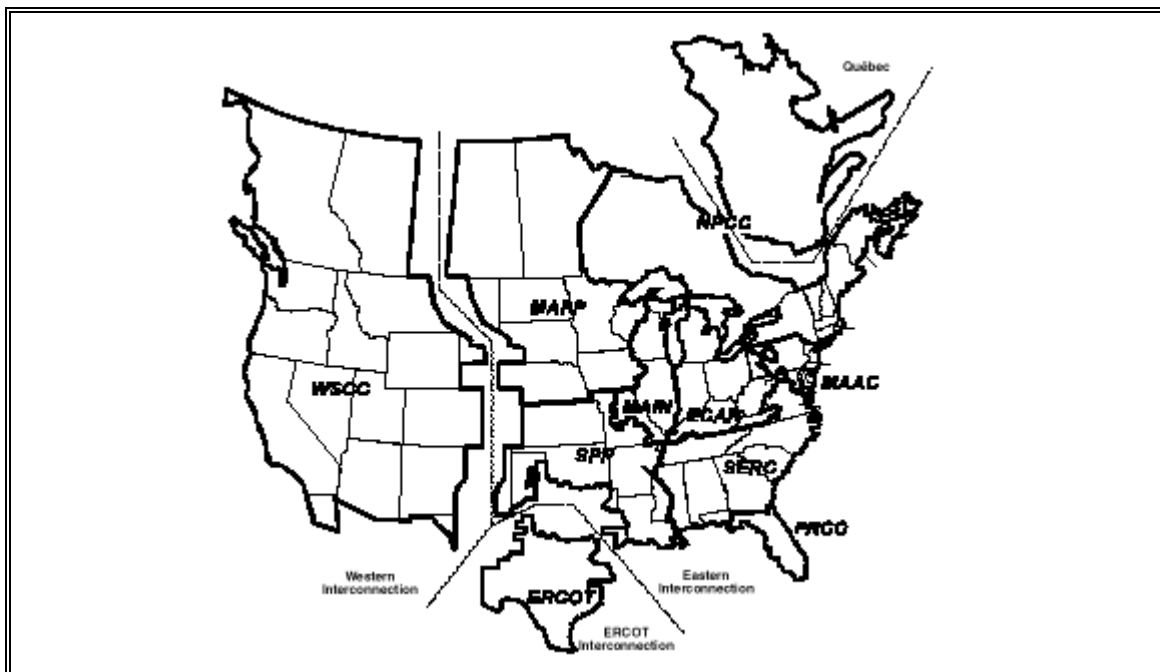


Figura 1.3: Mapa de EEUU con algunas de las interconexiones que existen y los estados que abarcan

El sistema escogido para estudiar es el WEPEX debido a que California fue el primer estado de EEUU en ofrecer competencia en generación, aumentar las alternativas de proveedores de servicios eléctricos de los consumidores y permitirles a los consumidores acceder a menores tarifas. En septiembre de 1996 el cuerpo legislativo en funcionamiento y el gobernador Wilson firmaron la Assembly Bill 1890, de ahora en adelante AB-1890, de tal forma de establecer una industria eléctrica competitiva en California.

En el WEPEX los principales generadores son: Pacific Gas & Electric (36%), Southern California Edison (35%) y San Diego Gas & Electric (8%). A continuación se presenta el nuevo esquema del mercado eléctrico en California:

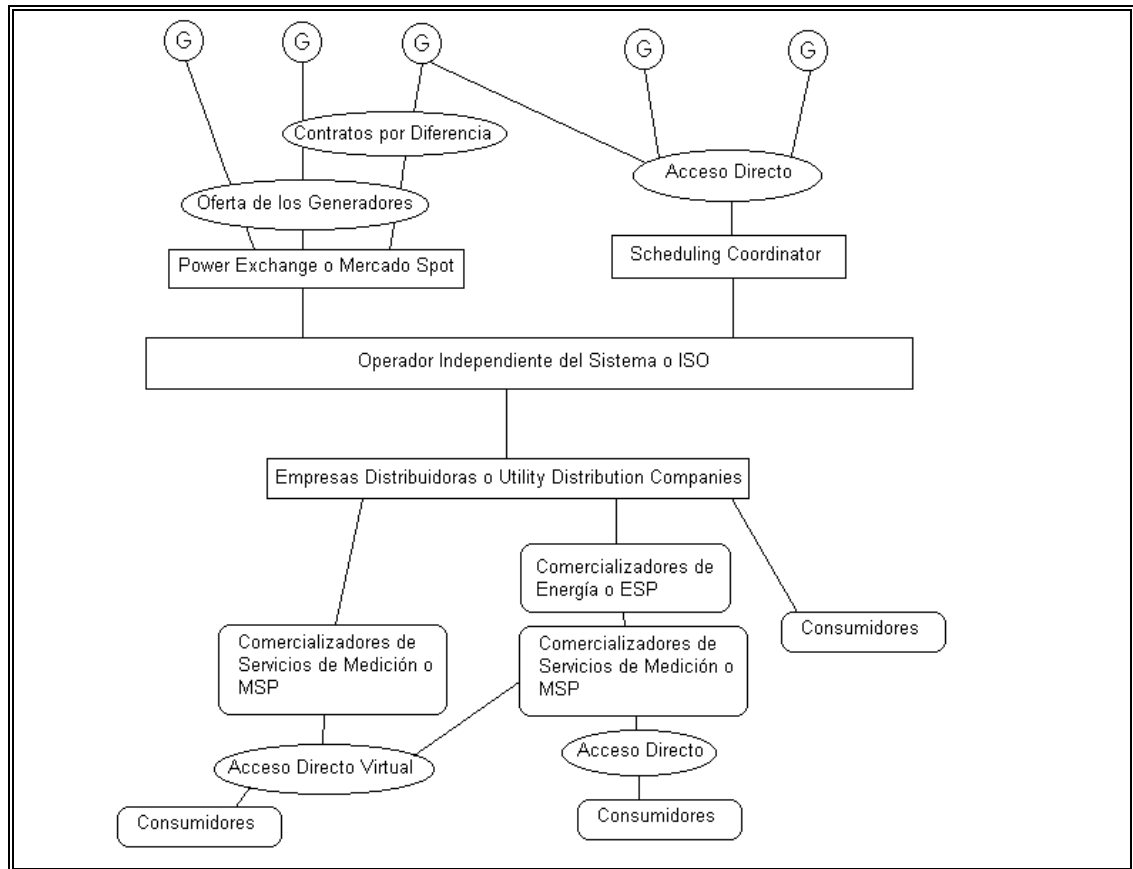


Figura 1.4: Participantes del Mercado Eléctrico en EEUU

3.4.2 Comercialización de Electricidad

A continuación se detallan los participantes de este sistema al igual que se explica como se realiza la comercialización [Moor97].

a) Participantes del mercado eléctrico

Actualmente los participantes de la nueva estructura del mercado eléctrico son:

- 1.- Generadores.
- 2.- Power Exchange o PX.

- 3.- Scheduling Coordinators o SCs.
- 4.- Independent System Operator o ISO.
- 5.- Utility Distribution Companies o UDCs.
- 6.- Energy Service Providers o ESPs.
- 7.- Consumidores.

En el siguiente punto se describirán las funciones principales de los participantes del mercado eléctrico mayorista para continuar posteriormente en el punto c) con las funciones de los participantes del mercado eléctrico minoristas, las cuales se detallarán con mayor profundidad, ya que el objetivo de la este capítulo es profundizar acerca de cómo se realiza la comercialización en el mercado minorista.

b) Funciones de los participantes del mercado eléctrico mayorista

i) Generadores

Los Generadores pueden ofertar energía y potencia ya sea a través del PX o a través de un SC. Pero no solo ofertan energía y potencia sino que también pueden ofertar servicios auxiliares en el ISO o proveérselos a otros generadores a través de un SC. Ellos pueden tener contratos con comercializadores (ESP) y van a responder a las instrucciones del ISO y del Scheduling Coordinator.

ii) Power Exchange

California Power Exchange es una corporación sin fines de lucro cuyo principal propósito es proveer un mercado eficiente, competitivo y abierto a todos los proveedores y a los compradores del mercado spot en el cual los intercambios sean hechos a precios de mercado. El PX es un Scheduling Coordinator regulado, que entrega esquemas balanceados al ISO concernientes a todos sus participantes y en los cuales trata de calzar la oferta energética con la demanda en el mercado futuro, siendo en este caso el mercado futuro equivalente al mercado del día siguiente. El PX va a recibir y aceptar las ofertas de generación y demanda desde todos sus participantes y con ello determinará el Precio de Despeje de Mercado o Market Clearing Price (MCP) al cual la energía es vendida y comprada. Por lo tanto el MCP es la base en donde se forman los mercados de futuros. El PX se encarga del mercado diario y del mercado horario. Todos los otros servicios referentes a la seguridad y la

confiabilidad son realizados por el Independent System Operator (ISO). Los contratos bilaterales son independientes del PX.

iii) Scheduling Coordinators

SCs realizan programas balanceados de oferta y de demanda, sin la necesidad de cumplir con las reglas del PX, y proveen medición de datos al ISO. Los SCs se reúnen con los generadores y los vendedores del mercado minorista, con el PX y el ISO. Sirven de nexo entre los contratos bilaterales y el ISO.

iv) Independent System Operator

El ISO controla el despacho de generación, mantiene la confiabilidad en transmisión, provee de acceso abierto a las redes de transmisión, compra y vende servicios auxiliares dependiendo de lo que requiera, coordina los programas con un día de anticipación y una hora de anticipación, y por último realiza el balance en tiempo real de cargas y generación. Los servicios auxiliares son recursos de energía o potencia real o reactiva que son necesarios para operar el sistema de transmisión correspondiente en forma segura y confiable.

c) Consumidores

Antes de comenzar a hablar de las distintas funciones que realizan los agentes los ESPs o las UDCs conviene comenzar hablando de los consumidores y del llamado acceso abierto y del acceso virtual.

i) Alternativas de compras de los consumidores

Todos los clientes finales de UDCs tienen la oportunidad de adquirir la electricidad que necesitan bajo 3 opciones: a través de los servicios de las UDCs, bajo la opción de acceso directo o bajo la opción de acceso directo virtual. A continuación se detallan las tres opciones posibles:

- A través de los servicios de las UDCs: Bajo esta opción, las UDCs siguen siendo las responsables de proveer electricidad a los clientes finales. Cada UDC adquiere la electricidad que necesita en el mercado spot, es decir se la compran al PX. Todos aquellos clientes finales que no se hayan pronunciado acerca de la

opción que desearán utilizar para adquirir electricidad, seguirán siendo abastecidos de suministro eléctrico por sus correspondientes UDCs. Aquellos clientes finales que hayan elegido la opción de acceso directo pueden volver sin problemas a ser abastecidos por sus UDCs correspondientes.

- Tasa horaria del PX o acceso directo virtual: Esta opción permite que los clientes finales puedan comprar su electricidad directamente del PX al precio calculado para cada hora. Para poder utilizar esta opción, los clientes finales interesados deben poseer un medidor horario. Esta opción de acceso directo virtual permite que los consumidores residenciales puedan reducir sus costos de electricidad debido a que la entrega de precios se realiza en tiempo real. La reducción de costos se debe principalmente a que los consumidores pueden cambiar su demanda de electricidad para aquellas horas en que el precio del PX es más barato, permitiéndoles por ende ahorrar. Los costos generados por la compra y posterior instalación del medidor corren por cuenta del cliente final. Para todos los clientes servidos por las UDCs, esta opción puede ser requerida sin mayores problemas.
- Acceso directo: Esta opción permite que los clientes finales tengan la oportunidad de comprar su electricidad y los servicios eléctricos asociados a distintas entidades distintas a las UDCs conocidas como los Electric Service Providers o ESPs (comercializadores). Para que un cliente final pueda beneficiarse de los servicios de acceso directo, él debe llenar una solicitud de acceso directo (Direct Access Service Request o DASR) y enviársela al su comercializador escogido (ESP) de tal forma que éste a su vez informe a la UDC correspondiente de la intención de su cliente de participar del acceso directo.

ii) Requisitos de los consumidores para participar del Acceso Directo

Como requisito necesario para aquellos consumidores que posean demandas máximas iguales o mayores a 20 kW y deseen participar en las transacciones de acceso directo, se requiere de la utilización de medidores de medición horaria como mínimo. En caso de que estos consumidores no posean este tipo de medidores y quieran participar de las transacciones de acceso directo, deberán adquirirlos e instalarlos asumiendo ellos los costos de compra e instalación.

Para los consumidores que posean demandas máximas inferiores a 20 kW y que quieran participar de las transacciones de acceso directo, deberán utilizar perfiles de carga estadísticos, sin tener la obligación de utilizar medidores horarios. La utilización de medidores horarios por parte de este tipo de consumidores será revisada en el año 2000.

Por último, en el caso de los consumidores que poseen demandas máximas entre 20 kW y 50 kW, el requisito de medidor horario para participar de las transacciones de acceso directo será evaluado.

iii) Tarifas finales que pagan los consumidores

Las tarifas de los consumidores finales dependerán directamente de quien los abastezca, ya que si los abastece una UDC, la tarifa será de un cargo por generación, otro por el uso de las redes de transmisión que es fijado por la FERC y del cargo propio de la UDC por prestar sus servicios. Ahora, si el consumidor es abastecido por un ESP, la tarifa incluye un cargo por generación, un cargo por uso de las redes de transmisión fijado por la FERC, un cargo por el uso de las redes de distribución (UDC) y un cargo por los servicios prestados por el ESP.

d) Utility Distribution Companies (UDCs)

i) Servicios ofrecidos por las UDCs

Básicamente, las UDCs prestan sus redes de distribución en favor de terceros interesados en llevar a cabo labores de comercialización de electricidad a través de sus redes (ESPs) y entregan optativamente servicios de suministro eléctrico y de instalación, mantención y medición de medidores a los usuarios que así lo deseen, realizando por supuesto el proceso de facturación de ellos. En el caso específico de los consumidores que participan en las transacción de acceso directo a través de la utilización de un perfil de carga, el encargado de llevar a cabo las mediciones sigue siendo la UDC correspondiente, y lo seguirá siendo hasta el año 2000, año en que se revisarán los requisitos de medición para este tipo de consumidores. Estos últimos servicios serán analizados con mayor profundidad cuando se describan a los ESPs.

ii) Obligaciones generales de las UDCs

Las obligaciones generales a las que se ven sometidas las UDCs son:

- **Obligación de no discriminación:** Las UDCs deben ejecutar sus responsabilidades de forma neutral, evitando de esta forma entregar algún tipo de trato diferente a aquellos clientes que las eligen como sus proveedores de electricidad, en comparación con el trato que le entregan a otros que no son abastecidos por ellas.
- **Entregar servicios de transmisión y distribución:** las UDCs deberán proveer servicios de transmisión y distribución, bajo tarifas y contratos aplicables a los distintos clientes de acceso directo.
- **Proceso de evaluación:** Cada UDC debe realizar un proceso de evaluación para llevar a cabo sus obligaciones de tal forma de facilitar la elección de los consumidores tan rápido como sea posible.

iii) Obligación de pagar los Cargos de Transición Competitiva o CTC

Las UDCs son las encargadas de cobrar los llamados cargos de transición competitiva, que fueron descritos en la parte introductoria (sección 3.4.1) y que sirven básicamente para recuperar los costos provenientes de la implementación del libre acceso a las redes. Estos cargos son cobrados únicamente a los usuarios de la opción de acceso directo.

iv) Desconexión y reconexión de suministro

Las UDCs son también las encargadas de desconectar a aquellos clientes que no pagan sus cuentas y son también las obligadas de reconectarlos una vez que ellos han pagado sus cuentas. Para la realización de estas funciones de desconexión y reconexión de suministro, las UDCs tienen que trabajar en conjunto con los ESPs, ya que son ellos los que facturan a los usuarios que han elegido la opción de acceso directo y por ende, son ellos los que saben cuando un cliente esta moroso o no.

e) Energy Service Providers (ESPs)

i) Servicios ofrecidos por los ESPs

Las principales funciones de los ESPs son la de comercializar electricidad a los usuarios que eligen la opción de acceso directo, la de instalar, mantener y leer los medidores y por último la de facturar a los usuarios. Estos últimos servicios reciben el nombre de servicios de medición (o Metering Services) y aquel que los provee recibe el nombre de proveedor de servicios de medición (Metering Services Provider o MSP). A continuación se analizan en profundidad.

ii) Servicios de medición

Básicamente, los servicios de medición incluyen la instalación, mantención y lectura de los medidores. Estos servicios pueden ser provistos por las UDCs o por los ESPs, y a la vez tanto las UDCs como los ESPs pueden subcontratar estos servicios a terceros. Un ESP puede también subcontratar a una UDC para que ella le provea de estos servicios. Los medidores utilizados en la opción de acceso directo reciben el nombre de medidores de intervalos y son capaces de almacenar datos referentes al consumo eléctrico durante períodos de tiempo específico. Las UDCs, los ESPs o los consumidores pueden poseer medidores o bien arrendarlos a través de un leasing.

El MSP, ya sea un ESP o una UDC, deberá ser el responsable de verificar que los medidores de intervalos funcionen correctamente y de acuerdo a las especificaciones de la CPUC. Si se llega a comprobar que el medidor no está bien calibrado o que tiene algún tipo de falla, éste deberá ser sacado de servicio inmediatamente.

El consumidor será el responsable de asumir los costos provenientes de la instalación del medidor.

iii) Opciones para la facturación de los servicios

Cada ESP tiene el derecho de elegir entre tres opciones de facturación: facturación consolidada por la UDC, facturación consolidada por el ESP o

facturación separada UDC/ESP. En ausencia de una de las opciones anteriores, la opción del ESP será “por defecto” la de facturación separada UDC/ESP. A continuación se describen estas tres opciones:

- Facturación consolidada por la UDC: El ESP autorizado mandará su factura a la UDC correspondiente. Esta a su vez devolverá una factura consolidada, conteniendo los cargos por el uso su la red más un resumen de los cargos propios del ESP, al consumidor. Esta será enviada por correo o a través de algún medio electrónico. La UDC no se hace responsable por el resumen de los cargos propios del ESP, sólo se encarga de responder por sus cargos.
- Facturación consolidada por el ESP: El ESP que haya escogido esta opción de facturación, podrá elegir una facturación consolidada parcial o total (siempre y cuando UDC correspondiente haya dado su consentimiento). En el caso de una facturación consolidada parcial, la UDC calculará y mandará su factura al ESP correspondiente. Este mandará una factura consolidada al cliente. El ESP estará obligado de proporcionar al usuario un detalle con los cargos cobrados por la UDC. Este no se hará responsable por la precisión con que se hayan calculado los cargos de la UDC. Ahora, en caso de facturación consolidada total y siempre y cuando exista el consentimiento de la UDC correspondiente, el ESP leerá el medidor del cliente, calculará el cargo de la UDC y su cargo y mandará la factura al cliente. El ESP entregará en esta factura un detalle de los cargos provenientes de los servicios prestados por la UDC de acuerdo a las especificaciones que ella exija y se hará responsable por la precisión en los cálculos de los cargos provenientes de la UDC. Esta opción es aplicable para todos los consumidores cuyos medidores son leídos por los ESPs.
- Facturación separada UDC/ESP: La UDC y el ESP mandarían sus facturas en forma separada al consumidor y cada uno se hará responsable por la precisión en el cálculo de sus cargos.

iv) Pagos adeudados de los consumidores

Bajo facturación consolidada por la UDC, la UDC será la responsable de recolectar los pagos adeudados de los consumidores, mandándoles las debidas notificaciones a fin de que arreglen sus situaciones contractuales y tomando las acciones pertinentes a fin de que recobrar estos pagos.

En el caso de la facturación consolidada por el ESP, el ESP es el responsable de recolectar los pagos que se le adeudan a él como aquellos que se le adeudan a la UDC correspondiente, mandándoles las debidas notificaciones a fin de que arreglen sus situaciones contractuales y tomando las acciones pertinentes a fin de que recobrar estos pagos.

Por último, en el caso de facturación separada UDC/ESP, tanto la UDC como el ESP son responsables de recolectar los pagos que se les adeudan realizando cada uno por su lado las mismas acciones anteriormente mencionadas a fin de recobrar estos pagos.

v) Servicio de corte y reposición de suministro

Bajo la opción de facturación consolidada UDC, la UDC informará al consumidor que ella tiene el derecho a cortarle el suministro eléctrico debido al no pago de los cargos provenientes de los servicios prestados por la UDC. El consumidor será el responsable de ponerse en contacto con su ESP para arreglar su situación contractual. En caso de que el consumidor no haya pagado las deudas mantenidas con su ESP, la UDC no lo desconectará y únicamente lo hará cuando el ESP le haya enviado la solicitud pertinente para desconectar al consumidor moroso.

Ahora, bajo la opción de facturación consolidada ESP, la UDC no desconectará al consumidor aún si este último no ha pagado los cargos correspondientes a su ESP y a su UDC. Solamente lo hará una vez recibida la solicitud de desconexión por parte del ESP. El consumidor deberá ponerse en contacto con su ESP para que le repongan el suministro, previo pago de todas las deudas y sanciones.

Por último, bajo la facturación separada UDC/ESP, la UDC informará al consumidor que ella tiene el derecho a cortarle el suministro eléctrico debido al no pago de los cargos provenientes de los servicios prestados por la UDC. En caso de que el consumidor no haya pagado las deudas mantenidas con su ESP, la UDC no lo desconectará y únicamente lo hará cuando el ESP le haya enviado la solicitud pertinente para desconectar al consumidor moroso. Para que al consumidor le sea

repuesto su suministro eléctrico, el deberá ponerse en contacto tanto con el ESP como con la UDC y arreglar su situación contractual con ambos.

3.5 Noruega

3.5.1 Historia de la Reestructuración

El sistema [Ekel97] [Gras97] [Jona98] noruego es 98% hidroeléctrico. El mercado fue reorganizado en 1991, con la promulgación del Acta de 1991 de la energía noruega, quebrando las relaciones verticales existentes, creando una compañía de transmisión separada, e instituyendo un régimen de transacciones. Sobre todo, el Acta de 1991 creó una distinción clara entre la actividad de producción y aquella de comercialización de energía, y transformando a ambas actividades en actividades de mercado. También se separaron la actividad de transmisión y aquella de distribución, claro que estas dos últimas actividades se mantuvieron reguladas, siendo la Norwegian Water Resources and Energy Administration (NVE) la encargada de regular a estos dos monopolios. Las transacciones de electricidad están dominadas por contratos físicos entre compradores y vendedores que son despachados en un Pool Centralizado. La comercialización puede ser realizada por cualquier comercializador, sin necesidad de pagar ningún tipo de tarifa en especial. Esto se logró a partir de 1997, con la eliminación de los peajes a pagar por los “comercializadores foráneos”.

3.5.2 Comercialización de Electricidad

a) Participantes del mercado eléctrico noruego

Los participantes del mercado eléctrico noruego son los siguientes:

1. Generadores
2. Nord Pool Power Exchange (Nord Pool PX)

3. Nord Pool
4. Power Pool
5. Transmisores (poseen transmisión y distribución)
6. Comercializadores
7. Usuarios finales

A continuación se analizan las funciones principales de los cuatro primeros participantes enumerados anteriormente del mercado eléctrico noruego. Posteriormente, se analizarán con mayor profundidad las funciones de los últimos tres participantes enumerados, debido a que este segmento del mercado eléctrico noruego es el de mayor interés para el presente estudio.

b) Funciones principales de los participantes del mercado eléctrico mayorista

i) Generadores

Los generadores son los encargados [Jona98] de generar electricidad para suplir las demandas de los consumidores. Ellos no están obligados como en el caso inglés, a ofertar toda su energía y potencia en el Pool, sino que pueden también realizar contratos bilaterales estándares, que son transacciones físicas y no financieras, con los participantes del mercado eléctrico que así lo deseen. Muchos participantes utilizan broker para realizar estas transacciones y se puede decir que este mercado de contratos bilaterales físicos es muy similar a los llamados Scheduling Coordinators californianos. Para poder ingresar su producción a las redes de transmisión, los generadores deben pagar una tarifa a los transmisores por el uso de sus redes. Esta tarifa se compone de una componente fija la cual se basa en la capacidad suministrada por el generador y en una componente de pérdida que debe reflejar las pérdidas marginales de la red, relacionadas al punto en que se conecta el generador. Por último, los generadores están obligados a seguir las instrucciones del Power Pool que cumple casi las mismas funciones que el ISO en California.

ii) Nord Pool PX

El Nord Pool PX corresponde [Jona98] al mercado spot en donde la electricidad es transada a través de contratos de compra y venta en un mercado diario y horario utilizando precios horarios por la compra y venta de volúmenes del día

siguiente. Los precios se fijan basándose en el total de compras y ventas deseadas por los participantes. Es decir, el Nord Pool PX es el encargado de realizar el pre-despacho. Solamente el Nord Pool posee la concesión para llevar a cabo este mercado en Noruega, el cual es muy similar al PX californiano.

iii) Nord Pool

El Nord Pool aparte de organizar el mercado spot, es el encargado de organizar [Jona98] un mercado para las transacciones de contratos futuros estándares. Este mercado es organizado como un Mercado de Futuros Eléctricos en el cual las transacciones que se realizan son únicamente financieras y no físicas.

iv) Power Pool

El Power Pool cumple básicamente los mismos [Jona98] roles que cumple el ISO en California, vale decir, es el operador del sistema que está encargado de mantener la confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión, controlar el despacho real y proveer de acceso abierto a las redes de transmisión. Además tiene la autoridad de ordenar a los productores aumentar o disminuir su producción en el corto plazo de tal forma de asegurar un balance instantáneo entre la oferta y la demanda. El encargado de operar el sistema es la Statnett, la cual posee la concesión necesaria para realizarlo.

c) Transmisores

i) Obligación de los transmisores

Los propietarios de las redes tienen [Ekel97] la obligación de informar acerca de sus tarifas a las siguientes instituciones:

- Otros propietarios de redes.
- A los actuales y potenciales usuarios.
- A la NVE.

En Noruega cada compañía poseedora de una red de transmisión, ya sea empresa de transmisión o distribución, debe poseer una concesión otorgada por la NVE. Esta concesión crea ciertas obligaciones que deben cumplir sus poseedores

como permitir el libre acceso a las redes de transmisión a cualquier usuario que desee hacer uso de ellas, ya sea para introducir su producción al sistema (generadores), transmitir electricidad de un punto a otro pasando por el sistema (otros transmisores) o para que recibir electricidad por parte de un comercializador (clientes finales). Otra obligación importante es que el concesionario no debe discriminar a ningún usuario de la red, es decir, debe tratar a todos los usuarios por igual ofreciéndoles tarifas no discriminatorias a todos ellos.

ii) Principios para establecer las tarifas de transmisión y distribución

En Noruega se utiliza un régimen de tarifas de transmisión [Ekel97] llamadas tarifas por punto de conexión. Esto significa que, en cada punto del sistema de transmisión, existe un precio dado por unidad de electricidad suministrada al sistema, pero éste precio es independiente del lugar donde se encuentre el comprador de dicha electricidad. De la misma manera, para cada punto del sistema de transmisión, hay un precio específico por unidad de electricidad extraída del sistema, siendo éste precio independiente del lugar donde se encuentre el generador de ésta electricidad. En otras palabras, la distancia geográfica entre vendedor y comprador no afecta el precio del correspondiente servicio de transmisión. Estas tarifas de transmisión deben cubrir costos relacionados con la transmisión de electricidad desde su ingreso a la red hasta un lugar específico del mercado, o bien desde un lugar específico del mercado hasta el final de la red. Cada poseedor de una red debe determinar las tarifas de transmisión siguiendo los siguientes principios:

1. El propietario de las redes debe definir los puntos de conexión donde se produce intercambio de potencia con otros (generadores, clientes finales u otros poseedores de redes).
2. Las tarifas deben ser referidas a los puntos de conexión.
3. Las tarifas deben proveer a los propietarios de las redes, retornos para cubrir costos en redes adyacentes y en sus propias redes, siempre y cuando se mantenga el máximo ingreso permitido. Operando eficientemente, las tarifas debieran proveer a los propietarios retornos razonables sobre su inversión.
4. Para los consumidores conectados a las redes, un acuerdo en el punto de conexión debiera ser suficiente para tener acceso a todo el sistema interconectado de redes.

5. Las tarifas debieran ser determinadas independientemente de los acuerdos de compra hechos.
6. Las tarifas debieran ser definidas de tal forma que estimularan la utilización eficiente de la red.
7. Las tarifas debieran ser públicas y no discriminatorias.
8. Acuerdos de red debieran ser en general entre la red local y el consumidor conectado.

iii) Medición de datos y conexión de nuevos clientes

Los transmisores son los responsables de [Jona98] asegurar la correcta medición de los datos tanto a la entrada como a la salida de sus redes. Esto no significa, que sea el dueño de la red el encargado de llevar a cabo estas labores. Este tiene plena libertad de contratar a un tercero para que realice la labor de medición o bien de permitir que quien lo desee instale su propio medidor. Los gastos asociados con los equipos de medición deben ser costeados por el dueño de la red y deben ser incluidos en las bases de cálculo de las tarifas de transmisión para los distintos niveles. Los datos obtenidos de las mediciones deben ser mandados a los comercializadores para que ellos puedan realizar la labor de facturación de sus clientes y además deben mandar al Power Pool toda la información concerniente a los flujos de potencia que entran y que salen (obtenidos a través de la lectura de los medidores o perfiles de carga) de sus redes para que el Power Pool pueda balancear instantáneamente la oferta y la demanda en sus redes.

Además de ser responsable de las mediciones de datos, los propietarios de las redes deben realizar la conexión de nuevos usuarios a sus redes. El pago por conexión es fijo y se aplica cuando el usuario se conecta por primera vez al sistema o cuando desea realizar una extensión a su conexión. Estos pagos son considerados dentro del ingreso permitido a los propietarios de las redes.

iv) Estructura de las tarifas cobradas por el uso de las redes

Los propietarios de las redes de transmisión [Ekel97] cobran tarifas a los generadores, a otros transmisores y a los clientes finales por el uso de sus redes. Los

comercializadores no pagan tarifas a los transmisores. Las tarifas son calculadas de acuerdo a la siguiente estructura base:

- Cargo por uso dependiente del consumo de energía del cliente.
 - Cargo por uso independiente el cual varía con el consumo de energía del cliente.
- v) Metodología de regulación de precios de los transmisores

Todo poseedor de redes, ya sea para la transmisión o distribución de energía eléctrica, está sujeto a reglamentaciones [Gras97] espaciales por parte de la NVE en cuanto al ingreso que puede percibir. El 1 de Enero de 1997 fue introducido un modelo regulatorio basado en incentivos. El elemento básico de este tipo de sistema regulador es que el costo permitido para ser recuperado es separado de los costos actuales. A través de incentivos, la NVE espera motivar a los dueños de redes a reducir costos y aumentar sus eficiencias. Sólo reduciendo sus costos, el propietario de redes será capaz de aumentar su utilidad hasta un cierto nivel. El ingreso esperado debe permitir recobrar los costos totales de red, es decir, costo de operación y mantenimiento, costos de capital bajo la forma de depreciación y retornos sobre el capital invertido, pérdidas de red y un impuesto a la utilidad de 28%. La tasa de retorno base sobre el capital inicial es de 8,3% incluyendo los ingresos permitidos. La tasa de retorno base es calculada tomando la tasa de interés de los bonos de gobierno en el mediano plazo y agregando un premio al riesgo de 2%.

Si los propietarios de las redes desean aumentar la tasa de retorno sobre el capital por sobre la tasa base, ellos tienen que reducir sus costos actuales. De otra forma, el aumento en los costos reducirá el retorno sobre el capital. Para evitar utilidades excesivas, desde 1997 existe una restricción sobre la tasa de retorno sobre el capital. La tasa de retorno máxima que está permitida es de 15,3% y es igual a la tasa base de 8,3% más 7 puntos porcentuales. Por otro lado, también existe una tasa mínima de retorno igual a la tasa de retorno base menos 7 puntos porcentuales, que resulta en 1,3%.

Los costos de los propietarios de las redes asociados a la compra de servicios de transmisión desde otras redes pueden ser sumados automáticamente al ingreso permitido. Esto no constituye un problema para la regulación del servicio, dado que todos los niveles de voltaje de las redes son regulados de la misma manera.

Si el ingreso actual obtenido de las tarifas excede el ingreso permitido, incluyendo costos relacionados a redes externas, esto recibe el nombre de beneficio indebido. Este beneficio, con el interés sumado, debe ser devuelto a los consumidores en el año siguiente del año financiero en cuestión. Ahora bien, si el ingreso actual está por debajo del ingreso permitido, la diferencia entre ambos puede ser recuperada aumentando las tarifas al año siguiente del año financiero en cuestión.

Cuando se implementó el nuevo modelo, la NVE utilizó los reportes contables desde 1994 y 1995. El modelo desarrollado en Noruega es un modelo que compara la eficiencia de las distintas distribuidoras. Este modelo recibe el nombre de Data Envelopment Analysis y cuantifica una serie de variables de salida como el número de usuarios, la energía distribuida, la longitud de las redes de media y baja tensión entre otras variables, con respecto a una serie de variables de entrada como número de horas equivalentes trabajadas, pérdidas en la red, inversiones, etc. Las distribuidoras más eficientes obtienen los resultados medios más altos. En este sentido, la NVE tuvo que tomar en cuenta las diferentes características de las compañías. Indexando los costos de 1994 y 1995 al nivel de precios de 1997, cada compañía de red fue autorizada a recibir un cierto ingreso permitido que correspondía a sus probables costos actuales en 1997. En términos matemáticos, la NVE utilizó la siguiente fórmula para calcular el ingreso permitido:

$$IT_{e97} = \left[\frac{\left[\left(DV_{94} \cdot \frac{KPI_{97}}{KPI_{94}} \right) + \left(DV_{95} \cdot \frac{KPI_{97}}{KPI_{95}} \right) \right]}{2} + \left(AVS_{95} \cdot \frac{KPI_{97}}{KPI_{95}} \right) + \left[(BKF \cdot r) \cdot \frac{KPI_{97}}{KPI_{94}} \right] + \left[\frac{(NI_{94}^{kWh} + NI_{95}^{kWh})}{2} \cdot P_{97} \right] \right] \cdot (1 - EFK)$$

Donde los diferentes términos representan:

- IT_{e97} representa el ingreso permitido al propietario de la red.
- DV representa los costos de operación y mantenimiento.
- AVS representa la depreciación lineal basada en el costo histórico.
- AVK representa el retorno total sobre el capital, en términos del costo depreciado históricamente.
- NT^{kWh} representa las pérdidas de la red medidas en kWh.
- KPI representa el índice de precios al consumidor para los distintos años.

- BFK representa el costo histórico depreciado para el 31 de diciembre de 1995. (Valor libro)
- R representa la tasa de retorno base, fijada en 8,3%.
- P_{97} representa el precio Pool de electricidad en el mercado de futuros para 1997.
- EFK representa los requerimientos generales de productividad para 1997, fijados en 2%.

d) Comercializadores

i) Función de los comercializadores

La actividad de comercialización tiene [Jona98] como función vender electricidad a los usuarios finales. La actividad de comercializador puede ser realizada por generadores y transmisores siempre y cuando mantengan contabilidades separadas entre ambas actividades para evitar la aparición de subsidios cruzados. También pueden realizar la actividad de comercialización cualquier persona jurídica que demuestre tener la solvencia económica necesaria para llevar a cabo esta actividad.

ii) Distribución de costos por compras de electricidad

Los costos por compras de electricidad [Kobe97] pueden distribuirse:

- Costos por compras a generadores
- Costos por compras realizadas a través de contratos a precios fijos
- Costos por compras realizadas a través de contratos financieros (Nord Pool)
- Costos por compras al mercado spot (Nord Pool PX)

A continuación se aprecia un gráfico que muestra que porcentaje del total de costos proviene de cada una de las categorías anteriormente enumeradas:

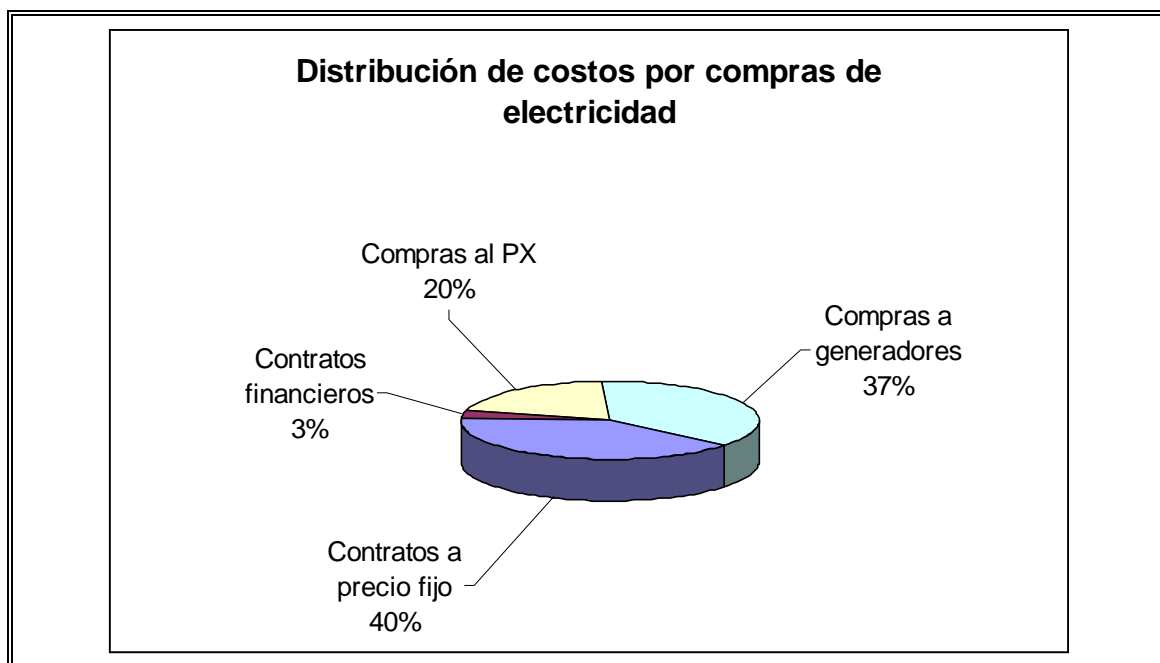


Figura 1.5: Distribución de costos por compras de electricidad

iii) Ventas de electricidad

Los comercializadores venden electricidad [Sage99] a los usuarios finales a través de condiciones comerciales, por lo tanto no es correcto hablar de tarifas de comercialización. Los comercializadores ofrecen distintos precios y contratos a sus clientes y de hecho, los precios son negociados libremente entre el comercializador y su usuario. Por ejemplo se pueden distinguir contratos a precio fijo a un año y a tres años plazo, contratos con precios que varían según los precios spot y contratos cuyos precios pueden variar sin previo aviso. Las autoridades encargadas de la competencia en el mercado eléctrico noruego, han establecido que los precios de los comercializadores cobran a los usuarios domésticos deberían ser calculados en øre/kWh más una componente de energía en MVA y un impuesto gubernamental.

iv) Peajes por el uso de las redes

Los comercializadores no pagan ningún tipo de peaje [Jona98] a los propietarios de las redes por el uso de sus sistemas, como se mencionó

anteriormente. Antiguamente existía un peaje cuyo objetivo principal era el de cubrir los costos incurridos por los transmisores en la conexión de nuevos comercializadores a sus redes, pero éste se suprimió en el año 1997. Los motivos para eliminar el peaje fueron que la NVE consideró que los dueños de los sistemas de transmisión ya tenían la experiencia suficiente para poder manejar situaciones en las cuales hubiera más de un comercializador en una red y que los peajes, por muy bajos que fueran, reducían sustancialmente los intereses de los consumidores por cambiar de comercializadores, lo que afectaba a la sociedad en general.

Los comercializadores no son responsables de realizar la lectura de los medidores, ni tampoco de realizar las conexiones de nuevos clientes al sistema como ya se pudo ver anteriormente, sino que ellos realizan únicamente la facturación. En caso de que un comercializador llegara a quebrar, los usuarios finales seguirían recibiendo el suministro eléctrico a través de los propietarios de las redes a cambio de una cierta cantidad establecida por la autoridad.

v) Cambios de comercializadores

Para que un usuario final pueda cambiar de comercializador [Jona98], el nuevo comercializador manda un mensaje al propietario de la red conteniendo información acerca de él y del usuario a quien abastecerá. Este mensaje, llamado PRODAT, debe ser mandado tres semanas antes de que ocurra el cambio. Una semana antes del cambio, el nuevo comercializador y el antiguo comercializador reciben un mensaje (PRODAT) proveniente del dueño de la red confirmando el cambio de comercializador. Este mensaje le entrega al nuevo comercializador información más detallada acerca del usuario a quien abastecerá como por ejemplo el consumo anual esperado de este último. Posterior al cambio, el propietario de la red tiene un máximo de tres semanas para mandar un mensaje, llamado MSCONS, al nuevo comercializador y al antiguo comercializador, con los datos obtenidos de la medición del usuario al momento del cambio de comercializador.

Los cambios de comercializadores han ido en aumento [Kols99] con el correr de los años. En el período comprendido entre el 5 de abril al 5 de julio de 1998, se registraron 10250 cambios de comercializadores. Esto corresponde a una baja cercana al 40% con respecto al primer cuarto de ese año, ya que en el período

transcurrido entre el 5 de enero y el 6 de abril de 1998, los cambios de comercializadores alcanzaron a 21288.

El número de usuarios domésticos con un comercializador distinto al comercializador tradicional de la red, aumento a 65300 (el 5 de julio de 1998) sobre un total de 2 millones de usuarios domésticos en Noruega. A continuación se puede apreciar una figura de cómo a sido la tendencia de cambios de comercializadores desde 1996.

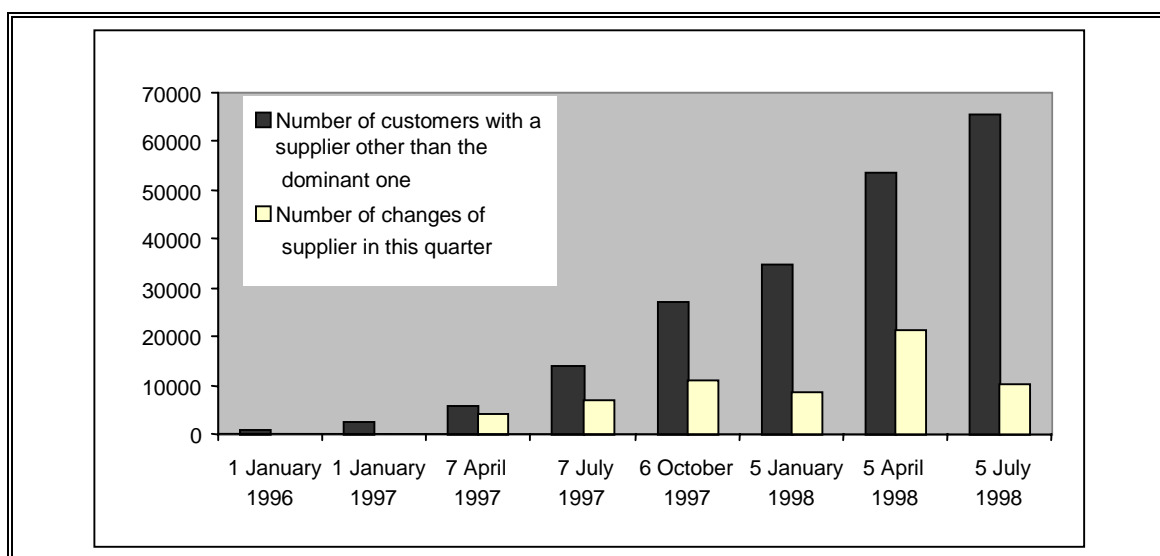


Figura 1.6: Número de usuarios con un comercializador distinto al tradicional y número de cambios de comercializador

e) Usuarios finales

Los usuarios finales pueden separarse [Jona98] en dos grupos de acuerdo a sus niveles de consumo. Para aquellos usuarios finales que poseen consumos superiores a los 400 MWh por año, deben poseer un medidor para realizar mediciones horarias, mientras que para usuarios finales con consumos inferiores a los 400 MWh, la medición horaria no es obligatoria y se utiliza el perfil de carga ajustado del sistema. Se entiende por perfil de carga del sistema de redes, a las

inyecciones netas horarias de potencia a las redes. El perfil de carga ajustado del sistema es el resultado de tomar el perfil de carga del sistema en su punto de partida, restarle las pérdidas y deducir por lo tanto la demanda horaria de los usuarios finales y de los productores. El perfil de carga ajustado representa el perfil de consumo promedio para aquellos usuarios finales que no poseen medición horaria. Conviene mencionar que éste perfil de carga ajustado, no es un perfil de carga predefinido, sino que un perfil de carga que se obtiene en base al actual consumo horario. Los ajustes por pérdidas en las redes deben realizarse utilizando datos empíricos. Esto significa que las pérdidas horarias deben ser deducidas a través de los ingresos de potencia. Por lo general, los datos empíricos presentan muchos errores.

Este límite para establecer que usuarios finales deben poseer un medidor horario y cuales deben ser medidos a través del perfil de carga ajustado del sistema, fue creado debido a que clientes finales con grandes consumos de electricidad podían tener grandes efectos en el perfil de carga del sistema, causando que el perfil de carga del sistema no fuese representativo de la mayor parte de los clientes que en general son clientes residenciales. También se comprobó que la medición horaria podía motivar a los clientes a cambiar sus consumos de acuerdo con cambios en el precio.

Aquellos usuarios finales con consumos inferiores a los 400 MWh por año, pueden pedir medición horaria, pero costeándose ellos mismos los gastos asociados con los equipos de medición. En éste caso, el propietario de la red es también responsable de los valores horarios y de las mediciones horarias.

Como se dijo anteriormente, los consumidores deben pagar una tarifa a los propietarios de las redes de transmisión y distribución por el uso de sus redes. Estas tarifas cumplen con las estructuras establecidas para el cálculo tarifario y se pueden separar en tarifas para usuarios finales con medidor horario y para usuarios finales sin medidor horario. Estas tarifas se presentan a continuación:

- i) Tarifa para los usuarios finales [Ekel97] que no posee un medidor horario
- **Componente Fija:** Debe cubrir los costos específicos de cada consumidor y una porción de otros costos fijos dentro de la red.

- **Componente de Energía:** Consiste en una componente de pérdida cuyo objetivo es cubrir pérdidas marginales en la red y redes adyacentes. Adicionalmente puede incluir un elemento cuya finalidad es incluir otros costos no cubiertos por la componente fija.
 - ii) Tarifa para los usuarios finales que posee un medidor horario
- **Componente Fija:** Debe cubrir al menos los costos específicos del consumidor.
- **Componente de Pérdida:** Debe cubrir las pérdidas marginales ocurridas en la red y en las redes adyacentes.
- **Componente de Carga:** Está basada frecuentemente en la máxima demanda del consumidor en un mes o en determinados meses.

3.6 Cuadro Comparativo:

A continuación se presenta un cuadro comparativo de los países ya mencionados destacando principalmente aspectos relacionados a comercializadores:

Tabla 1.3: Comparación de modelos aplicados en los distintos países

	Colombia	Reino Unido	Noruega	California
Función del comercializador	Comprar y vender energía eléctrica en el mercado mayorista y vender energía a los usuarios finales libres o regulados	Comprar energía eléctrica en el Pool y venderla a usuarios finales libres como regulados	Comprar energía eléctrica ya sea al Nord Pool PX o a los generadores o a través de contratos bilaterales tanto físicos como financieros y venderla a los usuarios finales	Comprar energía eléctrica ya sea al PX o a los SCs o a los generadores y venderla a los clientes finales
Agentes que pueden desarrollar la actividad de comercialización	Generadores, distribuidores o cualquier persona natural o jurídica cuya actividad principal sea la comercialización	Generadores, distribuidores (RECs) o cualquier persona que cumpla con las exigencias de la ley	Generadores o Transmisores que cumplan con las reglas de la NVE	Cualquier persona natural o jurídica que cumpla con las exigencias impuestas por la CPUC

Restricciones para comercializadores que participan en otra actividad	Licencia requerida y contabilidades separadas si realiza mas de una actividad en la industria eléctrica.	Licencia requerida y contabilidades separadas si realiza mas de una actividad en la industria eléctrica.	Concesión requerida y contabilidades separadas si realiza mas de una actividad en la industria eléctrica.	Registro en la CPUC y contabilidades separadas si realiza mas de una actividad en la industria eléctrica.
Actividades que realizan los comercializadores	<ul style="list-style-type: none"> • Suministro de energía eléctrica. • Medición, facturación y cobranza. • Corte y reposición de suministro. 	<ul style="list-style-type: none"> • Suministro de energía eléctrica. • Medición, facturación y cobranza. • Corte y reposición de suministro. 	Únicamente suministro de energía eléctrica.	<ul style="list-style-type: none"> • Suministro de energía eléctrica. • Medición, facturación y cobranza. • Corte y reposición de suministro pero en coordinación con las UDCs.
Metodología de la Reguladora de la Distribución.	Metodología Yardstick Competition.	Metodología Price Cap.	Metodología Revenue Cap.	Metodología por Tasa de Retorno.

Actividades de los Distribuidores.	<ul style="list-style-type: none"> • Permitir acceso a sus redes a cualquier usuario. • Permitir conexión de nuevos usuarios. • Ser responsables de la mantención, operación y planeamiento de los sistemas de distribución local. 	<ul style="list-style-type: none"> • Permitir acceso a sus redes a cualquier usuario. • Permitir la conexión de nuevos usuarios. • Mantener y operar sus redes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Permitir libre acceso a sus redes de distribución. • Permitir la conexión de nuevos usuarios a sus redes. • Mantener y operar sus redes. • Realizar la medición y facturación de sus consumidores. • Realizar el corte y la reposición de suministro. 	<ul style="list-style-type: none"> • Permitir libre acceso a sus redes de distribución. • Permitir la conexión de nuevos usuarios. • Mantener y operar sus redes. • Suministrar energía eléctrica siempre y cuando el consumidor así lo desee, así como también los servicios asociados de lectura, facturación y cobranza. • Cobrar los costos de transición. • Cote y reposición de suministro.
Límite entre clientes libres y regulados.	Clientes libres son aquellos con consumos $\geq 0,5$ MW/mes o ≥ 270 MWh/mes y pueden negociar libremente precios y cantidades.	A partir de 1998, todos los clientes son considerados como clientes libres.	Todos los clientes son libres de escoger a su proveedor.	Todos los clientes son libres de escoger a su proveedor.

<p>Requisitos que deben cumplir los clientes para poder ser abastecidos ya sea por comercializadores o bien por otros agentes.</p>	<p>No se encontraron requisitos importantes.</p>	<p>No se encontraron requisitos importantes.</p>	<p>Para participar de los beneficios de la comercialización, aquellos consumidores que poseen consumos > 400 MWh por año requieren de medición horaria, mientras que el resto de los consumidores requieren la utilización de un perfil de carga ajustado.</p>	<p>Existen tres formas de adquirir energía eléctrica: a través de las UDCs, a través de Acceso Directo Virtual y a través del Acceso Directo.</p> <p>Aquellos que poseen demandas ≥ 20 kW requieren de medición horaria, mientras que el resto requiere la utilización de un perfil de carga estadístico.</p>
<p>Desagregación de los costos que deben pagar los usuarios.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Costo por compra de energía. • Costo promedio por el uso del sistema de transmisión. • Costo de distribución hasta el nivel de conexión del usuario. • Costo adicional del Mercado Mayorista. • Costo de comercialización 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo de compra de electricidad. • Costo de transmisión de electricidad. • Costo de distribución de electricidad. • Costo de comercialización • Impuesto a los combustibles fósiles 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo por compra de energía. • Costo por punto de conexión del sistema de transmisión. • Costo de comercialización. 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo de compra de energía. • Costo de transición. • Costo por uso del sistema de transmisión. • Costo por uso del sistema de distribución • Costo de comercialización.

IV. COMERCIALIZACIÓN EN CHILE:

4.1 Introducción

En este capítulo, se comenzará con una breve descripción del marco regulatorio que rige el mercado eléctrico chileno, analizando para ello brevemente los objetivos principales de la ley eléctrica chilena y del nuevo reglamento eléctrico. Además, se realizará un análisis detallado del mercado eléctrico chileno y las modificaciones que se le incorporaron con el nuevo reglamento. Este análisis se separa en tres, distinguiendo los segmentos del mercado mayorista, de los transmisores y de los distribuidores. El objetivo principal de todo esto es entender cómo se lleva a cabo la actividad de comercialización de electricidad actualmente en Chile y quienes son los agentes involucrados en esta comercialización.

4.2 Decreto con Fuerza de Ley N°1

El Decreto con Fuerza de Ley N°1 [Pino82] [Rudn98], en adelante DFL1, es el instrumento regulador de la operación del sector eléctrico chileno y fue promulgado el 13 de Septiembre de 1982. Su estructura consta de ocho títulos generales.

El DFL1 tiene como objetivo básico buscar una estrategia energética global que permita establecer condiciones de eficiencia económica en el sector y asignar un rol subsidiario al Estado. Esto se lleva a cabo regulando la producción, el transporte, la distribución, las concesiones y la fijación de tarifas eléctricas, al igual que reconociendo la existencia de competencia en generación así como también de monopolio en transmisión y distribución. Para lograrlo, utiliza una metodología marginalista en la fijación de tarifas, reconociendo la existencia de precios regulados y precios no regulados o libres mediante la utilización de modelos de tarificación.

La estructura normativa y reguladora del sector eléctrico que permite el cumplimiento del DFL1 está constituida por 7 organismos principales. Estos organismos se presentan a continuación:

- *Comisión Nacional de Energía (CNE)*: estudia y propone leyes, reglamentos y normas. Realiza la planificación indicativa y la coordinación de inversiones en grandes proyectos. Por último es la encargada de formular la política de precios y de realizar el cálculo de los precios regulados.
- *Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción*: dicta las normas sobre electricidad y fija los precios regulados, propuestos por la CNE.
- *Superintendencia de Servicios Eléctricos y Combustibles (SEC)*: fiscaliza a las empresas eléctricas y controla la seguridad de las instalaciones y productos eléctricos.
- *Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)*: regulan el funcionamiento coordinado de centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas.
- *Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)*: estudia materias concernientes al medio ambiente y administra sistemas de evaluación de impacto ambiental.
- *Superintendencia de Valores y Seguros (SVS)*: Fiscaliza las sociedades anónimas, las bolsas de valores, los fondos mutuos, las empresas de seguros, etc.
- *Organismos de Defensa de la Competencia*: Previenen, investigan, corrigen atentados a la libre competencia y abusos de posición monopólica.

La principal crítica que se le puede hacer al Decreto con Fuerza de Ley N°1 es que no fomenta la competencia en ninguno de los tres segmentos que en él se definen, vale decir, generación, transmisión y distribución. Esta falta de competencia se vé reflejada sobre todo en los segmentos de generación y distribución, ya que a modo de ejemplo, en el ámbito de la generación, la existencia de los llamados precios de nudo impide que los generadores pueden competir entre ellos vía precios, debido a que dichos precios imponen a los generadores el precio al cual ellos deben ofertar su producción de electricidad. Además, la no definición del segmento de comercialización, impide que los consumidores se beneficien de una actividad competitiva en el suministro de energía eléctrica.

4.3 Nuevo Reglamento

El nuevo Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que esta vigente desde el 10 de septiembre de 1998, es el cuerpo legal que incluye todas las normas específicas que rigen la industria eléctrica en general.

El objetivo básico es dar un mayor nivel de control al mercado eléctrico y aumentar la competencia en él. El nuevo Reglamento de La Ley General de Servicios Eléctricos tiene como base al DFL1, pero los temas abordados por el DFL1 son tratados con mayor detalle. En este nuevo reglamento hay varios elementos destacables en relación al tema de la comercialización.

Se crea un CDEC físico independiente, con personal y activos, se crea un comité de expertos para resolver conflictos y se crea la Dirección de Peajes. Al mercado eléctrico mayorista se incorporan nuevos agentes como los pequeños autoprodutores (capacidad instalada de generación $\geq 9\text{MW}$), transmisores y las subestaciones básicas de energía. Las modificaciones al mercado eléctrico mayorista tienen como objetivo principal hacer viable la competencia en generación y ayudar a la introducción de la comercialización como una herramienta válida para generar competencia en el suministro de la energía eléctrica. Para ello se establecen las siguientes modificaciones al mercado mayorista: (i) normas especiales para establecer servidumbres de paso de electricidad en instalaciones de distribución y (ii) lista de responsabilidades necesarias para cumplir con los estándares y normas de calidad de servicio que buscan controlar a las empresas distribuidoras y favorecer a los consumidores finales, dándoles instancias legales para poder reclamar ante incumplimientos de servicio.

4.4 Comercialización

Actualmente la comercialización en Chile es realizada por las empresas de generación (mercado eléctrico mayorista), los autoprodutores y las empresas de distribución. Las transacciones que se efectúan son generalmente transacciones entre generadores, entre empresas de generación y empresas de distribución, entre

empresas de generación y clientes libres y por último entre empresas de distribución y clientes finales tanto regulados como libres.

A continuación se hace una breve descripción del actual mercado de generación, transmisión y distribución de acuerdo a lo que estipula el DFL1, incluyendo las modificaciones realizadas por el nuevo Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

4.4.1 Mercado Eléctrico Mayorista

El mercado eléctrico mayorista [Agui94] esta conformado por las empresas generadoras. En la actualidad se pueden encontrar 11 empresas generadoras en Chile, siendo la más importante de ellas la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA), empresa cuya capacidad generadora representa un 35,1% de la potencia total instalada para servicio público en el Sistema Interconectado Central (SIC) y un 5,9% en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Aquellas empresas o autoprodutores que operen conectadas al SIC o al SING y cuya capacidad instalada de generación exceda al 2% de la capacidad instalada total que tenía el respectivo sistema al que pertenecen a la fecha de constituirse el CDEC correspondiente están obligadas a participar del CDEC que coordina al sistema en el cual operan. A ellas se agregan con la nueva regulación, las empresas eléctricas y autoprodutores que posean una capacidad instalada de generación superior a los 9MW, con la salvedad que para éstas últimas, la participación en el CDEC que coordine al sistema en que operan es opcional.

Los generadores pueden celebrar transacciones con otros generadores que operan en sincronismo con el sistema al que pertenecen. Estas son transferencias de energía eléctrica constituidas por una componente de energía y una componente de potencia de punta¹⁰ y serán valorizadas al costo marginal instantáneo de energía y de

¹⁰ Por potencia de punta de un generador se entenderá la máxima demanda media horaria bruta comprometida con sus clientes en las horas de punta anual del sistema eléctrico respectivo. Ella será calculada por el CDEC, considerando las demandas individuales de dichos

potencia de punta correspondiente al nivel de más alta tensión de la subestación en que se efectúen las transferencias. También existen transferencias de energía firme entre generadores que operan en sincronismo con el sistema al que pertenecen, a fin de asegurar que las ventas que los generadores efectúan a los distribuidores, estén garantizadas con energía firme excedentaria. Estas transacciones por energía firme entre los generadores son realizadas mediante contratos suscritos a precio libremente convenido entre ambas partes.

La valorización de las transferencias de energía y los correspondientes pagos entre generadores serán contabilizados por el CDEC, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- En las barras de las subestaciones en que se produzcan transferencias de energía entre generadores, se efectuarán las mediciones para determinar las inyecciones y retiros horarios netos de energía de cada generador involucrado, las que serán valorizadas multiplicándolas por el costo marginal instantáneo correspondiente.
- Para cada generador, se sumarán algebraicamente todas las inyecciones y retiros netos valorizados a que se refiere la letra a), ocurridos en todo el sistema durante el mes. Las inyecciones se considerarán con signo positivo y los retiros con signo negativo. El valor resultante, con su signo, constituirá el saldo neto mensual de cada generador.

Existen también transferencias entre generadores y concesionarios de servicio público de distribución y estas ocurrirán a los precios de nudo. Dichos precios serán los máximos aplicables a los suministros de electricidad que se efectúen a partir de instalaciones de generación-transporte a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que estas últimas efectúen, a su vez, suministros sometidos a fijación de precios. La estructura de los precios de nudo tiene dos componentes: precio de nudo de la energía y precio de nudo de la potencia de punta. Los precios de nudo son fijados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año. Estos precios se reajustarán cuando el precio de la potencia de punta o de la energía,

clientes y una estimación del factor de diversidad asociado a las mismas y de las pérdidas de transmisión.

resultante de aplicar las formulas de indexación que se hayan determinado en la última fijación semestral¹¹ de tarifas, experimente una variación acumulada superior a diez por ciento. Los precios de nudo definitivos que la CNE determine no podrán diferir en más de diez por ciento de los precios libres. Los precios de nudo deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo.

Por último, existen transacción entre generadores y clientes libres, que son por lo general grandes empresas del área industrial y comercial cuya potencia conectada es superior a 2000 kilowatts. Estas transacciones son llevadas a cabo a mediante contratos a precios libremente convenidos entre ambas partes.

4.4.2 Sector Transmisión

En la actualidad existen 8 empresas transmisoras en Chile de dos tipos: (i) separadas e (ii) integradas, siendo la más importante de ellas TRANSELEC, empresa separada, propietaria de casi la totalidad de la red de transmisión nacional. Las otras empresas de transmisión chilenas son TRANSNET, S.T.S y AELSA todas ellas empresas de transmisión separadas y GUACOLDA, CHILQUINTA, CHILGENER y COLBUN pertenecientes a las empresas de transmisión integradas. Cabe destacar que en Chile las empresas generadoras pueden tener una participación mayoritaria de las empresas de transmisión.

¹¹ La fijación semestral de los precios nudo se realizará sobre la base de: (a) la previsión de la demanda de potencia punto y energía del sistema eléctrico; (b) el programa de obras de generación y transmisión existentes y futuras que minimiza la suma del costo total actualizado de operación y racionamiento; (c) el precio básico de potencia de punta y el precio básico de energía; (d) el cálculo de los factores de penalización de energía y de potencia de punta. Con todo esto la CNE elabora un informe técnico de cálculo de los precios de nudo que es puesto en conocimiento dentro de los primeros quince días de Marzo y Septiembre a las empresas generadoras y de transporte que efectúen ventas sometidas a fijación de precios, así como de los centros de despacho económico de carga. A su vez las empresas y entidades mencionadas anteriormente comunicarán a la Comisión antes del 31 de Marzo y 30 de Septiembre de cada año, su conformidad o sus observaciones al informe técnico elaborado por la Comisión. Conjuntamente con su conformidad u observaciones, cada empresa deberá comunicar a la Comisión la potencia, la energía, el punto de suministro correspondiente y el precio medio cobrado por las ventas a precio libre efectuadas durante los últimos seis meses, a cada uno de sus consumidores no sometidos a fijación de precio.

Una modificación del nuevo reglamento ha sido la incorporación obligatoria al CDEC de las empresas transmisoras que corresponda según el sistema. Entiéndase por empresas transmisoras, aquellas cuyo principal giro es administrar sistemas de transmisión de electricidad, por cuenta propia o ajena, y que además sus instalaciones de transmisión tengan un nivel de tensión igual o superior a 23000V con a lo menos un tramo de la línea de transmisión de longitud superior a 100KM.

También las empresas que operen en el sistema eléctrico que coordine el respectivo CDEC (cuya capacidad instalada de generación sea superior a 100MW) y sean propietarias de instalaciones correspondientes a las subestaciones básicas de energía, o a las líneas que las interconectan deberán integrar el CDEC respectivo al sistema eléctrico en que se encuentran.

El Decreto con Fuerza de Ley N°1 estableció las siguientes reglas para el transporte de energía en cada uno de los sistemas:

- Las empresas de transmisión deberán permitir el libre acceso a las redes de transmisión.
- Las empresas de transmisión estarán obligadas a interconectarse.

En Chile existen actualmente dos tipos de peajes: (i) el peaje básico y (ii) el peaje adicional.

- Peaje básico: Consiste en el pago que realiza cada central generadora que esta conectada a un sistema eléctrico, y cuyas líneas y subestaciones en el área de influencia¹² de la central pertenecen a un tercero, entendiéndose que el propietario de la central hace uso efectivo de las instalaciones directa y necesariamente afectadas dentro de dicha área. El peaje es independiente del lugar y de la forma en que se comercialicen los aportes de potencia y energía. El monto del peaje básico es la cantidad que resulta de sumar las anualidades correspondientes a los costos de operación, mantenimiento y de inversión de las líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas en el área de influencia,

¹² Área de influencia es el conjunto de instalaciones del sistema eléctrico, directa y necesariamente afectados por la inyección de potencia y energía de una central generadora.

deducido el ingreso tarifario anual¹³. Éste peaje se pagará a prorrata de la potencia máxima transitada por cada usuario, respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios, incluido el dueño de las líneas, subestaciones y demás instalaciones eléctricas.

- Peaje Adicional: Es el pago adicional que realiza cada central generadora que está conectada a un sistema eléctrico cuando comercializa potencia y energía fuera de su área de influencia.

Es bueno mencionar que en el artículo 51° G, se menciona que “toda controversia que surja entre el propietario de las líneas y subestaciones involucradas y cualquier interesado en ... quién hace uso de ellas ... en particular las dificultades o desacuerdos referidos a la constitución, determinación del monto de peajes y sus reajustes ... serán resueltos por un tribunal arbitral ...”. Esto es válido para líneas de transmisión y de distribución.

4.4.3 Sector Distribución

El negocio de la distribución eléctrica en Chile presenta economías de ámbito, o más bien economías de densidad, lo que equivale a decir que mientras más poblada es el área de concesión de la empresa, los costos de la firma, por servir a un cliente caen. Esto explica la existencia de un monopolio natural.

Básicamente el servicio de distribución eléctrica consiste en distribuir y comercializar la electricidad desde las subestaciones donde el sistema de distribución empalma con el sistema de transmisión, hasta los consumidores finales.

El Decreto con Fuerza de Ley N°1 estableció reglas para la distribución de energía. Estas reglas incluyen tanto derechos como obligaciones para los distribuidores, los cuales se verán a continuación.

¹³ Ingreso Tarifario es la cantidad que percibe el propietario de las líneas y subestaciones involucradas, por las diferencias que se produzcan en la aplicación de los precios nudo de electricidad que rijan en los distintos nudos del área de influencia, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía, en dichos nudos.

Los distribuidores pueden solicitar concesión de servicio público, hacer uso de bienes nacionales de uso público, hacer uso de servidumbres otorgadas por concesión, solicitar tarifas reguladas que aseguren rentabilidad a las empresas eficientes, cobrar indemnizaciones por uso de líneas y fijar un monto de indemnizaciones y por último pueden exigir aportes financieros reembolsables a los usuarios de cualquier naturaleza.

Los distribuidores tienen la obligación de dar suministro a quien lo solicite en su zona de concesión, entregar un nivel mínimo de calidad de servicio y evaluar su cumplimiento, permitir el uso de líneas eléctricas para el transporte de energía de cualquier generador, someterse a juicio arbitral si no hay acuerdo con futuros usuarios de las líneas, interconectarse con otros concesionarios y por último mantener instalaciones seguras.

La estructura de los precios de distribución considerará los precios de nudo establecidos en los puntos de conexión con las instalaciones de distribución, y el valor agregado por concepto de distribución (VAD). La idea es que el precio resultante de suministro corresponda al costo de utilización que incurre el usuario de los recursos a nivel de producción transporte y distribución empleados. El VAD esta compuesto por: (a) costos fijos por conceptos de gastos de administración, facturación y atención al usuario; (b) pérdidas medias de distribución en potencia y energía; (c) costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual. A continuación se presentan las componentes del VAD:

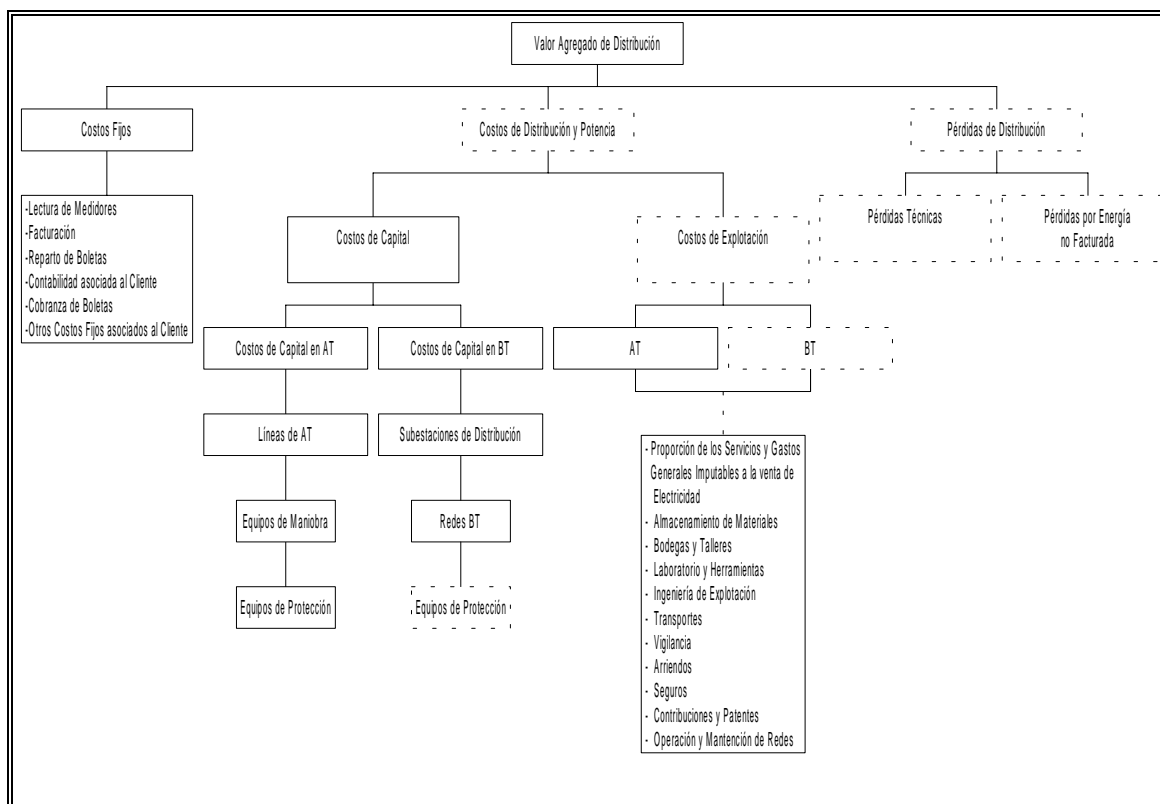


Figura 1.7: Valor Agregado de Distribución

Las componentes del VAD se calcularán para un determinado número de áreas de distribución típicas.

Una de las principales modificaciones al Sector Distribución en el nuevo Reglamento ha sido la incorporación de las Normas Especiales sobre Servidumbres de Paso de Electricidad en Instalaciones de Distribución. Estas Normas están contenidas en los artículos 93°, 94° y 95°. En ellos se trata de definir el posible peaje a pagar por la utilización de los alambres de las empresas concesionarias de servicio público de distribución.

Lo que se dice es que en caso de servidumbres de transmisión a través de instalaciones de distribución, el titular de la servidumbre deberá indemnizar al propietario de las instalaciones afectadas, por sus costos de inversión, a prorrata de la potencia máxima transitada por el interesado respecto de la potencia máxima total

transitada, en cada sector de distribución involucrado, por todos los usuarios de dichas instalaciones y obras. Cabe mencionar que la potencia máxima transitada por el interesado es aquella que resulta de la aplicación de factores de coincidencia de las demandas en el o los sectores de distribución correspondientes, en horas de punta del sistema de distribución. La siguiente ecuación muestra la indemnización pagada por el usuario i:

$$\text{Indemnización}_i = \text{Costo Inversión} \cdot \frac{\text{Máxima Potencia Transitada}_i}{\sum_{i=1}^n \text{Máxima Potencia Transitada}_i}$$

Ahora si se trata de usuarios en alta tensión de distribución, los costos de inversión serán determinados según el valor nuevo de reemplazo (VNR), del o los sectores de distribución respectivos, correspondiente a las instalaciones de igual tensión a la de conexión del usuario abastecido. Mientras que los usuarios en baja tensión de distribución, se le incluirá además el VNR de baja tensión de distribución del sector de distribución al que pertenece el usuario. Además el interesado deberá pagar los gastos de mantenimiento y operación de las instalaciones usadas en común. Las empresas respectivas reconocerán éstos gastos como costos de explotación, para el o los sectores de distribución involucrados.

En el nuevo Reglamento, se analiza con detenimiento un aspecto tan importante como lo es la calidad de servicio. En el Título VI del nuevo reglamento, se proporciona una lista de responsabilidades necesarias para cumplir con los estándares y normas de calidad de servicio, mientras que en el Título VII se hace referencia a las multas y sanciones a las que se someterán aquellos que no cumplan con los estándares y normas de calidad de servicio.

En la ley y en el reglamento se define la calidad de servicio como el conjunto de propiedades y estándares normales que son inherentes a la actividad de distribución de electricidad, y que constituyen las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse.

Los parámetros incluidos en la calidad de servicio se presentan a continuación:

- Las normas y condiciones que establezcan los decretos de concesión;
- La seguridad de las instalaciones y de su operación, y el mantenimiento de las mismas;
- La satisfacción oportuna de las solicitudes de servicio, en los términos y condiciones establecidos en este reglamento;
- La correcta medición y facturación de los servicios prestados, y el oportuno envío a los usuarios y clientes;
- El cumplimiento de los plazos de reposición de suministro;
- La oportuna atención y corrección de situaciones de emergencia, interrupciones de suministro, accidentes y otros imprevistos;
- La utilización de adecuados sistemas de atención e información a los usuarios y clientes;
- La continuidad del servicio;
- Los estándares de calidad del suministro.

Un concepto que hay que tener claro es el concepto de calidad de suministro. Se entiende por calidad de suministro como el conjunto de parámetros físicos y técnicos que, conforme a la ley, al reglamento y las normas técnicas pertinentes, debe cumplir el producto electricidad. Dichos parámetros son, entre otros, tensión, frecuencia y disponibilidad.

Los concesionarios de servicio público de distribución son los responsables de que los estándares y normas de calidad de servicio anteriormente mencionados sean cumplidos. Los propietarios de las instalaciones de generación, transmisión y distribución de electricidad que operan en sincronismo con el sistema eléctrico son los responsables de cumplir con los estándares de calidad de suministros. En el caso de los proveedores, son ellos los encargados de cumplir con los estándares de calidad de suministro ante sus clientes con la excepción de que, en caso de falla, ésta falla no sea imputable a la empresa.

V. COMERCIALIZACIÓN EN DISTRIBUCIÓN

5.1 Introducción

En este capítulo, se analizarán los espacios existentes tanto en la ley eléctrica chilena como en el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos chileno para poder realizar comercialización de electricidad en distribución. Para llevar a cabo esta labor, se realizará un análisis detallado de los artículos contenidos en el Decreto con Fuerza de Ley N°1 y en el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Posteriormente, se verá la forma de separar la actividad de comercialización de aquella de distribución, describiendo detalladamente las actividades que realizarán tanto los comercializadores como los distribuidores y para finalizar se realizará una propuesta concreta para llevar a cabo esta separación.

Para llevar a cabo este capítulo, se utilizaron las experiencias obtenidas en los países estudiados en el capítulo III y se realizaron entrevistas a distintos expertos del área eléctrica. Estos últimos permitieron obtener una visión más real de la posibilidad de incorporar comercializadores al mercado minorista de la electricidad y no solo una visión teórica. Sus nombres son mantenidos en el anonimato por expresa petición de ellos.

5.2 Espacios para la comercialización en Distribución

A continuación, se analizan los artículos contenidos tanto en el DFL1 como en el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

En el DFL1 se puede apreciar [Pino82] [RLGE98] que no hay ningún artículo que mencione la palabra comercializador o comercialización en distribución, por lo que se puede asumir que si bien la autoridad no dice nada a favor, tampoco se opone a que esto ocurra. Del análisis se concluyó que los artículos más relevantes en cuanto a comercialización y a posibilidades de comercialización son los artículos 2°, 51°, 90°, 96° y 116°. En ellos se menciona por un lado el peaje que debiera ser pagado

a los propietarios de las redes tanto de transmisión como de distribución por el uso de sus instalaciones por parte de terceros, se establece que suministros serán sujetos a regulación y cuales no, estableciendo en cada caso el régimen de tarifas que se utilizará, y se crean espacios para la comercialización de los servicios asociados a la distribución que no son regulados.

Mientras que, en el nuevo Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, la mayor diferencia con respecto al DFL1, es que se incorpora la palabra comercialización. En este mismo sentido, se sientan las bases para los **peajes por el uso de instalaciones de transporte de energía eléctrica de las empresas de distribución por parte de terceros** en el Título II de Concesiones, Permisos y Servidumbres, Capítulo 6 de Servidumbres. Sobre todo en el Párrafo 5 sobre Normas Especiales sobre Servidumbres de Paso de Electricidad en Instalaciones de Distribución.

5.2.1 Decreto con Fuerza de Ley N°1

Primero que nada, en el DFL1, se cimientan las bases sobre las cuales **se autoriza el uso de las instalaciones de transporte de energía eléctrica** (tanto las instalaciones de transmisión como aquellas de distribución) por parte de terceros, definiendo para ello servidumbres sobre instalaciones que son básicamente “autorizaciones para hacer uso” de dichas instalaciones. Para ello, se definen en el artículo 2° número 4° dos clases de servidumbres legales: aquellas que **se establecen en favor de un concesionario para la construcción, establecimiento y explotación de sus instalaciones eléctricas**; y, aquellas que **debe soportar un concesionario o el propietario de una instalación eléctrica en favor de terceros**, en los casos que se especifican más adelante. A la segunda clase pertenecen las servidumbres que autorizaran a **usar las demás instalaciones ajenas necesarias para el paso de energía**. Esta misma idea se reitera posteriormente en el inciso primero del artículo 51° en donde se dice que: “*Los propietarios de líneas eléctricas estarán obligados a permitir el uso de sus postes o torres para el establecimiento de otras líneas eléctricas, y el uso de las demás instalaciones necesarias para el paso de energía eléctrica, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas.*”

Esta obligación sólo es válida para aquellas líneas que hagan uso de servidumbre a que se refiere el artículo 50º y las que usen bienes nacionales de uso público como calles y vías públicas, en su trazado.”

Posteriormente, se establecen una serie de obligaciones a seguir por parte del interesado en imponer servidumbres de uso sobre instalaciones necesarias para el paso de energía eléctrica. A grandes rasgos, se estipula el derecho del propietario de las instalaciones a recibir una indemnización por el uso de ellas y la forma en que se pagará tal indemnización por parte de los usuarios. Esto queda establecido básicamente en los números 1º y 2º del artículo 51º en donde se dice que: “*Quienes deseen hacer uso de esta servidumbre estarán obligados a observar las reglas siguientes:*

- 1.- Si las instalaciones y sus obras complementarias que deseen utilizar tuvieren capacidad suficiente para soportar este uso adicional, **el interesado en imponer este permiso deberá indemnizar a su propietario por sus costos de inversión, a prorrata de la potencia máxima transitada por el interesado respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios de dichas instalaciones y obras**¹⁴.*
- 2.- **El interesado deberá concurrir proporcionalmente a los gastos de mantención y operación de las instalaciones que usen en común.**”*

Lo anterior, puede causar ciertos problemas, ya que se debería definir más claramente que se entiende por instalaciones afectadas.

Los costos asociados a suministros de electricidad a usuarios finales desde instalaciones de concesionario de servicio público de distribución, están regulados por la autoridad. Sin embargo, hay ciertos servicios asociados a la distribución de electricidad, que no están sujetos a regulación y que por lo tanto merecen una mayor atención en el presente análisis.

¹⁴ Las instalaciones y obras complementarias, principales y de respaldo, que deben considerarse para el cálculo de la indemnización, serán todas aquellas necesarias para mantener una adecuada seguridad y calidad del servicio.

La ley establece claramente en su artículo 90° que “Estarán sujetos a fijación de precios los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria”

En ella también se señala en su artículo 96° que: “En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación se **distinguirán dos niveles de precios sujetos a fijación:**

1. *Precios a nivel de generación-transporte. Estos precios se denominarán "precios de nudo" y se definirán para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta.*
2. *Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y de un valor agregado por concepto de costos de distribución.”*

De estos dos artículos se puede apreciar claramente que el precio regulado, para el suministro de electricidad, incluye únicamente la venta de electricidad a usuarios finales regulados. Pero las empresas distribuidoras reciben una componente regulada y un componente no regulada proveniente de los ingresos que ellas perciben al proveer los servicios asociados. Esto se ve en el artículo 116°, indicando que “**Son entradas de explotación, las sumas que percibirían las empresas distribuidoras por todos los suministros efectuados mediante sus instalaciones de distribución, si se aplicaran a dichos suministros las tarifas involucradas en el estudio y los ingresos efectivos obtenidos por los servicios de ejecución y retiro de empalmes, reposición de fusibles de empalmes, desconexión y reconexión de servicios, y colocación, retiro, arriendo y conservación de equipos de medida.**” De este artículo se desprende que, el cargo fijo no regulado (o servicios asociados) corresponde principalmente [MEGA95] al arriendo y a la conservación de los equipos de medida, ya que el resto de la inversión se paga una sola vez al momento de la conexión del usuario al sistema y se compone principalmente del empalme.

El hecho de que los servicios asociados no sean regulados, se explica debido a que se supone que existen alternativas para el usuario que no harían necesario la regulación. Estas alternativas se refieren en general a la conexión entre el consumidor y la empresa. Esto también crea a su vez, espacios para la comercialización en distribución.

5.2.2 Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos

Lo realmente novedoso del Reglamento, se puede observar en los artículos 93°, 94° y 95°, artículos en los cuales se establece que los usuarios de las **instalaciones de distribución**, deberán indemnizar al propietario de dichas instalaciones afectadas siendo prorrateado el pago entre los distintos usuarios. Primero, en el artículo 93° se definen cuales serán las instalaciones involucradas en las servidumbres sobre instalaciones de distribución, y se expresa claramente que: “... *serán todas aquellas instalaciones principales y de respaldo necesarias para mantener una adecuada seguridad y calidad de servicio...*” Y posteriormente en el mismo artículo se dice que: “... *se considerarán necesarias las instalaciones ubicadas dentro de él o los sectores de distribución, definidos en el artículo 295, comprendidos entre la subestación primaria de distribución correspondiente y el empalme del usuario a quien se abastece.*” Como ya se mencionó anteriormente, la definición de instalaciones y obras complementarias afectadas es muy subjetiva y se puede considerar a este artículo como uno de los más controversiales, sino el más controversial, ya que la cantidad de interpretaciones son muchas. Según las entrevistas realizadas, algunas personas entienden que las instalaciones a considerar, según lo definido en el artículo 93°, corresponden a algunas de las instalaciones que se encuentran dentro del sector de distribución. Mientras que otras personas han interpretado que las instalaciones son todas las que se encuentran dentro del sector de distribución.

Posteriormente a esto, el artículo 94° dice que: “*El titular de la servidumbre sobre instalaciones de distribución deberá indemnizar al propietario de las instalaciones afectadas, determinadas conforme al artículo anterior, por sus costos de inversión, a prorrata de la potencia máxima transitada por el interesado*”

respecto de la potencia máxima total transitada, en cada sector de distribución involucrado, por todos los usuarios de dichas instalaciones y obras.” Y posteriormente se expresa que: “Cuando se trate de usuarios en alta tensión de distribución, los costos de inversión serán determinados según el valor nuevo de reemplazo¹⁵, en adelante VNR, del o los sectores de distribución respectivos, correspondiente a las instalaciones de igual tensión a la de conexión del usuario abastecido. Si se tratare de usuarios en baja tensión, se aplicará, además, el VNR correspondiente a baja tensión de distribución, del sector de distribución al que pertenece el usuario ... y en la misma proporción anterior, el interesado deberá concurrir al pago de los gastos de mantención y operación de las instalaciones usadas en común. Los gastos a considerar serán los reconocidos en los costos de explotación de la empresa respectiva, para el o los sectores de distribución involucrados.” Todo esto ayuda a que aquel que utilice las instalaciones de distribución de un tercero, debe indemnizar al propietario de éstas por una cantidad que cubra los gastos asociados a la inversión en instalaciones y también los gastos de operación y mantención de ellas.

Por último en el artículo 95° se define la forma en la cual se calcularán las prorratas diciendo que: “... *la potencia máxima transitada por cada usuario respecto del total transitado por todos los usuarios, es aquella que resulta de la aplicación de los factores de coincidencia de las demandas en el o los sectores de distribución correspondientes, en horas de punta del sistema de distribución.*” Después de esta definición hecha en el nuevo reglamento, se describen los pasos a seguir para poder calcular la prorrata de forma adecuada describiendo las labores a realizar por los concesionarios: “... *deberán realizar anualmente los balances que establezca la norma técnica correspondiente, relativos al uso de sus instalaciones en nivel de alta tensión en distribución y en nivel de baja tensión en cada uno de los sectores asignados a sus áreas de concesión, considerando las demandas máximas transitadas en ellos y las potencias máximas transmitidas para cada usuario...*” Este

¹⁵ Es el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar servicio de distribución, en las respectivas concesiones, incluyendo los intereses intercalarios, los derechos, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación.

artículo, también es controversial puesto que no especifica si la potencia máxima utilizada en el cálculo de las prorratas será la máxima coincidente con la del sistema o la máxima individual de cada uno de los usuarios. Esto es muy importante ya que para efectos del cálculo de las prorratas, hay una gran diferencia entre utilizar la máxima coincidente con la del sistema que la máxima individual. En cuanto al método de prorrateo propuesto, éste presenta ciertos inconvenientes, ya que el cálculo de los factores de coincidencia es complejo y en general no es muy preciso.

Las conclusiones generales que se pueden obtener de los artículos analizados en el Reglamento son:

- Se puede apreciar una gran falencia en la definición del peaje, ya que el peaje se calcula con respecto a una empresa real y no con respecto a una empresa ideal. Esta situación conlleva a que las empresas más ineficientes, es decir, aquellas que poseen costos mayores a los de la empresa modelo definida en las Bases para el Estudio de los Valores Agregados de Distribución, se beneficien más que las empresas eficientes que poseen costos inferiores a los de la empresa modelo. Es decir, que esta definición no incentiva eficiencia. Además no gravan a cada usuario de acuerdo a la extensión de la red que ellos están utilizando.
- Las señales de precios entregadas por el VAD no corresponden a aquellas entregadas mediante la utilización de los peajes, lo que las hace incoherentes.
- El cálculo de las prorratas es complejo, engorroso y poco transparente. Esto se debe en gran parte, a que los factores de coincidencia son difíciles de calcular y no son muy precisos, lo que con lleva a que muchas veces algunos usuarios paguen por lo que no están utilizando.

5.3 Conceptos y Principios de la Proposición

Los conceptos y principios fundamentales sobre los cuales se basa la proposición a realizar en este trabajo son básicamente:

- Promoción de la competencia en comercialización.
- Promoción de la eficiencia.
- Acceso libre y no discriminatorio a las redes de distribución.

- Asegurar el servicio a todos los usuarios por parte de los comercializadores.

Estos conceptos y principios se basan principalmente en las experiencias logradas en los distintos países anteriormente investigados.

5.4 Concepto de Libre Acceso y de Asegurar el Servicio

a) Libre Acceso

El concepto de libre acceso nace y se hace necesario debido a que la competencia en el mercado de la comercialización de energía eléctrica está supeditada a la posibilidad que todos los competidores puedan acceder a las redes de distribución bajo las mismas condiciones. Distorsiones a la libre competencia en dicho mercado se presentan cuando los comercializadores con intereses en la distribución ejercen una influencia discriminatoria para el acceso a las redes.

Por lo tanto, para lograr una competencia efectiva en la actividad de comercialización de energía eléctrica **es fundamental asegurar que a ningún participante del mercado se le niegue el acceso a las redes de distribución y que las condiciones de utilización de las mismas sean iguales para todos ellos**. Este sistema **conocido como Third Party Access (TPA)** se puede introducir en los mercados en la medida en que a los operadores de redes se les impida la participación en la actividad de comercialización de energía eléctrica o en el caso de empresas ya integradas verticalmente, se les obliga mediante medidas regulatorias a separar contablemente las diferentes actividades a fin de evitar la aparición de subvenciones cruzadas que perjudiquen a otros competidores.

Independientemente de sí se opta por la separación de actividades o se permite la existencia de la integración vertical **se requiere en todo caso de una estricta regulación de precios de la actividad de distribución** dado el peligro de abuso de una posición dominante en este monopolio natural que presentan las redes de distribución y que tenga como consecuencia la imposición en el mercado de precios monopolistas.

El carácter de monopolio natural que presentan las redes de distribución tiene que ver con las economías de ámbito o densidad que se producen. Situaciones de economía de ámbito se dan cuando, los costos promedio de suministro por usuario en una determinada área decrecen a medida que el número de usuarios aumenta, de tal forma que los costos de distribución se minimizan en el caso de la operación de una única red. Además de las ventajas asociadas al grado de densidad de usuarios por área, pueden encontrarse también ciertas economías de escala. Por ejemplo, se pueden dar situaciones de economías de escala en algunas áreas gracias a la utilización compartida de líneas principales de distribución, de subestaciones o a costos decrecientes asociados a labores de mantenimiento debido al gran tamaño de las áreas abastecidas.

b) Asegurar el servicio a todos los consumidores

Este nuevo concepto nace principalmente del derecho de todos los clientes finales a ser abastecidos de energía eléctrica. De este derecho se desprende que todo aquel que entregue el suministro eléctrico así como también aquel que entregue los servicios asociados a este suministro, deberá ser el encargado de cumplir con el aseguramiento de este servicio a los consumidores. Esto puede lograrse exigiendo a él o los comercializadores una suerte de “garantía de suministro” exigiendo a todos ellos, la publicación de sus contratos de compra y venta de energía eléctrica, a fin de corroborar que su oferta este calzada con su demanda.

Por otro lado, él que preste el suministro y/o los servicios asociados a este suministro, no deberá discriminar ni otorgar preferencias especiales a ninguno de sus usuarios. Vale decir, esto en teoría implica que las tarifas serán las mismas para todos los clientes, variando únicamente por factores tales como calidades especiales de suministro, exigencia de medición especiales o periodos de uso del suministro. Para ello, el regulador deberá poseer las herramientas necesarias para que aquel que entrega el suministro y los servicios asociados no discrimine entre sus clientes. Este criterio es similar al criterio de neutralidad ya antes mencionado en el caso colombiano [Ocho98].

En aquellos casos en que los mercados sean poco atractivos desde el punto de vista económico para los comercializadores, el suministro deberá ser

entregado en última instancia por aquella empresa de distribución que posea la concesión de dicha zona poco “atractiva”, a fin de dar cumplimiento con el aseguramiento del suministro, y en aquellos casos en que no se dé cumplimiento con este abastecimiento, el regulador deberá poseer las herramientas necesarias para poder penalizar a los infractores.

5.5 Concesiones y permisos

El objetivo de esta sección [Rudn97] [Pino82] es describir brevemente en que consisten las concesiones, centrándose específicamente en el estudio de las concesiones de servicio público de distribución y en que consisten los permisos. Todo esto se realizará a fin de ver que posibilidades existen, dentro del marco regulatorio vigente en el mercado eléctrico chileno, para insertar la figura del comercializador y que modificaciones deberán realizarse para que se pueda insertar ésta figura sin mayores problemas.

a) Definición de las concesiones

Las concesiones otorgan a los particulares que las poseen determinados permisos para utilizar bienes o servicios, especialmente para hacer uso de bienes nacionales de uso público¹⁶. Estas concesiones sólo pueden ser otorgadas a ciudadanos chilenos y a sociedades constituidas en conformidad a las leyes del país. Sin embargo pueden otorgarse a sociedades en comandita por acciones. Existen cuatro tipos de concesiones:

- Para establecer, operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución.
- Para establecer centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica.
- Para establecer subestaciones eléctricas.
- Para establecer líneas de transporte de energía eléctrica.

¹⁶ Bienes nacionales de uso público son aquellos bienes cuyo dominio pertenece a la toda nación y su uso a todos los habitantes.

i) Concesión de servicio público de distribución y sus obligaciones

Las concesiones de servicio público de distribución son aquellas que habilitan a su titular para establecer, operar y explotar instalaciones de distribución de electricidad dentro de una zona determinada¹⁷ y **efectuar suministro de energía eléctrica a usuarios finales ubicados dentro de dicha zona y a los que, ubicados fuera de ella, se conecten a sus instalaciones mediante líneas propias o de terceros.**

ii) Causales de caducidad de la concesión de servicio público de distribución

- **Si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias legales y reglamentarias, o a las condiciones establecidas en los decretos de concesión, salvo que el concesionario requerido por la Superintendencia remedie dichas situaciones dentro de los plazos que ésta establezca;**
- Si el concesionario enajena o transfiere todo o parte de su concesión sin las autorizaciones pertinentes; y
- Si el concesionario no extiende el servicio dentro de su zona de concesión, en el plazo que el plazo que al efecto fije la Superintendencia.

b) Definición de permisos

Los permisos son aquellas autorizaciones que otorgan las municipalidades para que las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica no sujetas a concesión puedan usar o cruzar calles, otras líneas eléctricas u otros bienes nacionales de uso público. La municipalidad podrá suspender o dejar sin efecto un permiso de uso que haya otorgado, cuando compruebe que en su ejercicio no se cumple con cualquier disposición de la ley o de sus reglamentos.

¹⁷ La zona de concesión será determinada en base a criterios técnicos, tales como, la justificación técnica de la zona solicitada que el peticionario haga en su solicitud; la naturaleza de las obras asociadas a la concesión y su aptitud para proporcionar servicio en la zona que se fije; la densidad de población en la zona que se fije.

c) La figura del comercializador en el marco regulador vigente

Después de haber analizado en detalle tanto las concesiones como los permisos, el autor considera que el comercializador no deberá poseer ni una concesión ni un permiso para poder ejercer su actividad, ya que como se describió anteriormente, los objetivos principales de las concesiones son los de autorizar a sus titulares la utilización de bienes de uso público o bien establecer servidumbres y los permisos son únicamente derechos para que líneas de transmisión y/o distribución de electricidad no sujetas a concesión puedan usar calles u otros bienes de uso público.

El comercializador efectuará el suministro eléctrico de forma de asegurar suministro a todos sus usuarios y no realizará ningún tipo de discriminación entre sus usuarios finales que soliciten sus servicios. Podrán ser comercializadores tanto los generadores, distribuidores o cualquier persona jurídica que cumpla con los requisitos legales. Para realizar esto, habría que crear eso si ciertas restricciones legales, como se ha realizado en los demás países para evitar:

- la aparición de subsidios cruzados entre el mercado no-competitivo (distribución) y el competitivo (comercialización);
- la existencia de asimetrías de información;
- la existencia de barreras de entrada en el acceso a la red.

5.6 Proposición de Separación de las Actividades

Actualmente en Chile, la actividad de [CRE94D] [CRE96N] [CRE96D] [CRE97A] [CRE97S] [Ocho98] [Moli98] distribución consiste en la conducción de energía eléctrica y su comercialización a usuarios finales regulados. Lo que se ha realizado en distintos países, para establecer claramente los valores agregados provenientes de la actividad de distribución a la tarifa final que pagan los clientes regulados, ha sido separar la actividad de distribución como se conoce actualmente en dos actividades: actividad de comercialización y actividad de distribución o alambres.

La propuesta para Chile es, que la actividad de comercialización sea llevada a cabo por una empresa que compre energía y potencia en el mercado mayorista, y venda esa energía y potencia a usuarios finales regulados. Para poder transmitir esa energía y potencia, la empresa comercializadora deberá pagar un cierto peaje a la empresa de propietaria de las redes de distribución por la prestación de su servicio de alambres. Esto permitirá tener dos actividades separadas, logrando de esta forma que la actividad de distribución sea sometida a regulación, ya que es la porción no competitiva, debido a su condición de monopolio natural del mercado y tiene la obligación de permitir libre acceso a sus redes. Mientras que la actividad de comercialización, sea dejada en manos de las fuerzas libres del mercado, con algunas excepciones. Todo lo anterior se explicará con más detalle en los siguientes dos puntos.

5.6.1 Empresa de Comercialización

a) Actividades a ser desarrolladas

La empresa de comercialización tendrá como actividad principal el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales regulados y los servicios conexión de nuevos usuarios, compra, instalación, mantención y la lectura de los equipos de medida, además del corte y la reposición del suministro, que constituyen la principal fuente de ingresos de los comercializadores estudiados. Pero antes de realizar una propuesta concreta para las actividades a ser desarrolladas por los comercializadores en Chile, conviene analizar la situación actual de los servicios asociados en Chile.

i) Los servicios asociados en Chile y sus principales problemas

En Chile, los servicios asociados [Pino82] corresponden a los servicios de ejecución y retiro de empalmes, reposición de fusibles de empalmes, desconexión y reconexión de servicios, y colocación, retiro, arriendo y conservación de equipos de medida. Estos servicios son generalmente llevados a cabo por los distribuidores y no son sometidos a fijación de precios.

Hay que aclarar que se entiende actualmente [MEGA95] por conexión de un usuario a la red, a la instalación del empalme y el medidor con su caja. Esta obra puede ser realizada por terceros, por lo tanto no necesita teóricamente regulación de precios. El arriendo del medidor por parte de la empresa o su compra por parte del usuario final tampoco requeriría regulación de precios. Pero es conveniente revisar ciertos hechos relevantes que hacen que en ambos casos, este mercado tenga ciertas condiciones especiales y que se analizarán a continuación.

Primero, la instalación necesaria para la conexión de un nuevo usuario, necesita una previa autorización por parte de la empresa de distribución, de tal forma de mantener la seguridad propia del sistema. El hecho de requerir de una aceptación para llevar a cabo la instalación de conexión puede afectar negativamente el mercado, impidiendo la libre competencia en este mercado. Debido a esto, y para el correcto funcionamiento de este mercado, se propone dejar en manos de al menos un tercero, por ejemplo la Superintendencia de Electricidad y Combustibles u otro organismo, la certificación de la calidad de las instalaciones necesarias para la conexión de nuevos usuarios, a fin de agilizar el proceso de aceptación de conexiones de nuevos usuarios.

Segundo, en caso de que el usuario adquiera él mismo un medidor, que sería lo más lógico dado la elevada tasa interna de retorno que poseen los medidores, también produce una situación especial. Al no arrendar el equipo a la empresa, el usuario debe incurrir en un gasto mensual denominado por conservación de equipos de medida ajenos, que la empresa fija libremente y que por lo general es elevado. Este servicio también podría ser provisto por terceros, pero hay que decir que no es un trabajo fácil. Esto se debe a que por razones de seguridad nuevamente y calidad de servicio del resto de los consumidores, la empresa puede exigir su autorización para la desconexión y reconexión del equipo.

Estos dos casos anteriores, permiten concluir que actualmente, la conexión de nuevos clientes y la conservación de equipos de medida pueden presentar una dualidad de cobros para el consumidor final, que hacen muy difícil pensar en lograr un mercado competitivo. Para evitar justamente esto, el 20 de julio de 1999, se presentó en el congreso un proyecto de ley cuyo objetivo es regular los

cobros por servicios asociados al suministro eléctrico que no se encuentran sujetos a fijación de precios. En este proyecto de ley que aún sigue en trámite, se propone que los servicios asociados sean sujetos a fijación de precios aduciendo a que no existen en el mercado las condiciones suficientes para garantizar un régimen de libertad de tarifas. Los precios de estos servicios se calcularán sobre la base de un estudio de costos y utilizando criterios de eficiencia mencionados en la ley. Los valores resultantes no formarán parte del valor agregado de distribución y se actualizarán de acuerdo a la variación de ciertos índices de precios establecidos en el decreto que los fije.

ii) Propuesta para las actividades a ser realizadas por los comercializadores

Para evitar todos los problemas anteriormente mencionados, se propone crear la actividad de comercialización en el mercado eléctrico a fin de dar un mayor dinamismo a la industria eléctrica, introduciendo un mercado competitivo. Esto permitirá que los usuarios se beneficien de un mercado con mayores oferentes, con precios más competitivos y en fin un mercado más eficiente como ya se mencionó anteriormente.

Como ya se esbozó anteriormente, la propuesta es que la empresa de comercialización sea la encargada de entregar el suministro eléctrico a los usuarios finales regulados. Para ello, el comercializador compraría bloques de energía y potencia a través de contratos con generadores, autoprodutores o bien directamente del mercado spot, siempre y cuando las condiciones legales lo permitan (actualmente las condiciones no lo permiten). En lo posible sería ideal que se llegara a una situación como la Noruega en la cual las compras de energía eléctrica pueden ser llevadas a cabo en tres mercados distintos, un mercado spot para transacciones horarias, un mercado de transacciones futuras con instrumentos financieros tales como opciones y derivados, y un mercado de contratos físicos. Algo similar ocurre en Colombia con la existencia de la Bolsa de la energía y el mercado de contratos (pague lo contratado y pague lo demandado). El gran inconveniente para llegar a una situación como esa en Chile es la existencia de precios de nudo de energía y potencia. Una liberalización de dichos precios permitiría la existencia de un mercado mucho mas competitivo.

Además, el comercializador realizaría los servicios de lectura, facturación y cobranza según tipo de medidor, que actualmente son realizados por lo distribuidores y forman parte de la componente regulada de los servicios de distribución. El hecho que los comercializadores realicen estas labores se debe a que, estas labores dependen exclusivamente de la gestión de la empresa y por lo tanto son servicios en los cuales se puede introducir competencia, de ahí la conveniencia de separar estos servicios de la parte no competitiva como es la de los “alambres”. El comercializador a su vez podría subcontractar el servicio de medición debido a la existencia de economías de escala. Estos servicios son básicamente realizados por los comercializadores en todos los países estudiados salvo en Noruega y la provisión de estos servicios es lo que más aporta al negocio de los comercializadores. De hecho, en el estado de California en Estados Unidos, los proveedores de los servicios de medición reciben un nombre especial, Metering Services Provider, y son por lo general las UDCs o los ESPs. Incluso, los ESPs pueden subcontractar a las UDCs para realizar estas labores aprovechando economías de escala.

Por último, el comercializador debería llevar a cabo los servicios asociados al suministro eléctrico, que corresponde a la componente no regulada de los actuales servicios prestados por las distribuidoras en Chile, y que corresponden a los servicios de ejecución y retiro de empalmes, reposición de fusibles de empalmes, y colocación, retiro, arriendo y conservación de equipos de medida. Dentro de estos servicios asociados habría que destacar como caso especial, el corte y la reposición de suministro. Lo lógico es que el comercializador realice esta labor, ya que sería él quien mantendría la contabilidad de cada uno de sus clientes y por lo tanto sabría cual de sus clientes está moroso y cual no. Pero esto podría traer problemas con los distribuidores puesto que la maniobra de corte y reposición de suministro es llevada a cabo en las redes del distribuidor y para ello habría que pedirle permiso a este último, lo que tornaría esta maniobra en algo engorroso. Por lo tanto, una buena solución es la que se lleva a cabo en el estado de California en los Estados Unidos, en donde el comercializador no realiza físicamente la maniobra sino que manda un mensaje al distribuidor para que sea él el encargado de realizarla físicamente. Para ello, es necesario implementar un excelente sistema de comunicación entre el distribuidor y los comercializadores en general, por ejemplo a través de internet, a fin de hacer expedita esta maniobra.

Convendría incorporar un precio techo durante la transición hacia el mercado competitivo, cuya finalidad sería la de proteger a los usuarios mientras las condiciones de libre competencia no esten aseguradas y las posibilidades de elección entre los oferentes no sean las suficientes. Este precio techo permitirá que el precio por el suministro y los servicios asociados sea inferior o igual al precio regulado. Finalmente, esto conducirá a una mayor eficiencia del sector, debido a que si las empresas lograrán reducir sus costos, ellas podrán fijar su precio por debajo del precio regulado. La metodología para fijar el precio techo será analizada más adelante.

b) Agentes que podrán participar

Como ya se comento anteriormente, la actividad de comercialización podrá ser desarrollada por agentes que realicen las actividades de generación o distribución, y por cualquier otro agente ya sea persona natural o jurídica que cumpla con las disposiciones impuestas por la ley.

Aquel distribuidor que desarrolle la actividad de comercialización dentro y/o fuera de él o los sectores pertenecientes a su zona de concesión, podrá realizar la actividad de comercialización siempre y cuando presente contabilidades separadas entre ambas actividades a fin de evitar la aparición de posibles subsidios cruzados entre la empresa de distribución y aquella de comercialización, vale decir entre el mercado no-competitivo y el competitivo. El autor considera que en aquellos casos en que los mercados sean poco atractivos y los comercializadores no quieran servir a los usuarios de tales mercados, el suministro deberá ser asegurado por la empresa de distribución concesionaria de dicha zona. Esto en cierta forma se parece a lo que ocurre en California Estados Unidos, ya que en caso de que el comercializador decida no prestar sus servicios de suministro a los clientes, la responsabilidad última recae en la empresa distribuidora concesionaria en dicha zona. Algo un poco mas distinto es lo que ocurre en Inglaterra y Gales donde los comercializadores ya sean de primera fila (first tier supplier) o de segunda fila (second tier supplier) poseen la obligación de servir a sus usuarios.

Durante un lapso de transición, la actividad de comercialización será regulada bajo una metodología de regulación de precios, pero una vez finalizado este

lapso, la actividad será desregulada. La principal finalidad de un lapso regulatorio es permitir que la actividad de comercialización sea desarrollada competitivamente.

5.6.2 Empresa de Distribución

a) Actividades a ser desarrolladas

En relación con la empresa de distribución [RLGE98], básicamente será la encargada de llevar la electricidad desde las subestaciones donde el sistema de distribución empalma con el sistema de transmisión hasta el punto deseado por el comercializador. Para ello la empresa de distribución cobrará una indemnización o peaje a la o las empresas de comercialización por la utilización de sus redes. A fin de evitar malos entendidos, hay que definir en forma correcta que se entenderá por peaje en distribución, ya que como se analizó anteriormente, la actual definición se presta para muchas interpretaciones. Además, ésta definición debería ser fácilmente aplicable y sobre todo debería incentivar la eficiencia de las empresas de distribución. Para incentivar la eficiencia de las empresas de distribución, existen distintas alternativas de regulación por desempeño que se analizarán más adelante. Por último, la empresa de distribución tendrá que asegurar el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales que se encuentran dentro de su zona de concesión únicamente en aquellos casos en que ningún comercializador desee entregar el suministro o en aquellos casos en que él o los comercializadores responsables de entregar el suministro hayan quebrado.

b) Peajes

Los peajes que las empresas distribuidoras deberán cobrar a las empresas comercializadoras por la utilización de sus redes, deben ser tal que remuneren los costos de inversión, mantención y operación de la red del distribuidor afectado por éste peaje y estos costos deberían ser a su vez divididos por la potencia anual transitada a fin de obtener un costo unitario. El hecho de que se dividan los costos por la potencia se debe a que los “alambres” se dimensionan de acuerdo a la potencia instantánea que necesitarán ellos y no de acuerdo a la energía que transitará por ellos,

por lo tanto esto permite gravará a los usuarios de la red de acuerdo a la capacidad de la red utilizada. Además, se debería gravar a los usuarios por la utilización extensiva de las redes, ya que no es lo mismo utilizar un kilómetro de red que diez kilómetros de red. A continuación se presenta la fórmula que debería poseer el peaje:

$$\text{Peaje} = \frac{(CI + COYM)}{\text{kW}} = \frac{(AVNR_{\text{conexión}} + COYM)}{\text{kW}}$$

Donde:

- CI o AVNR representa el costo de inversión en instalaciones de la red de distribución.
- COYM representa el costo de operación y mantenimiento de las instalaciones de la red de distribución.

Formas de peaje similares a la anteriormente descrita se realizan en los países anteriormente estudiados con algunas diferencias entre los distintos países. Por ejemplo, en el caso colombiano el distribuidor grava a los comercializadores de acuerdo a sus costos de inversión, mantención y operación de sus redes de distribución y estos costos los divide por la energía anual transitada, a fin de obtener un costo unitario llamado costo monomio en \$/kWh. Hay que mencionar que, el llamado cargo monomio varía según los distintos niveles de tensión. Al haber cuatro niveles de tensión distintos, existen por lo tanto cuatro cargos monomios distintos. Lo malo de esta metodología es que no grava adecuadamente la capacidad de la red utilizada, ya que bastaría que un cliente pidiera mayor capacidad al distribuidor, para producir ineficiencias en la asignación de costos entre los usuarios del sistema de distribución. La metodología colombiana se explica en forma más detallada en el anexo A.

c) Problemas presentados por el uso extensivo

La opinión de expertos entrevistados para la realización de este trabajo, dice que la existencia de tarifas diferenciadas por uso extensivo de las redes de distribución, puede llegar a afectar a los usuarios de los estratos sociales más pobres. Según los entrevistados, su opinión se fundamentaría en que estos usuarios se encontrarían más alejados de las subestaciones lo que implicaría que, utilizarían

mayores extenciones de red para recibir el suministro eléctrico. Los entrevistados piensan que lo ideal es que exista una sola tarifa igual para todos los usuarios a fin de evitar los problemas que se acaban de mencionar.

Una forma de evitar este problema puede ser, la de permitir la agrupación de cargas de los consumidores tomando el ejemplo del estado de California en Estados Unidos. En éste estado, la autoridad permite que los usuarios agrupen sus cargas a fin de que ellos puedan participar en el llamado acceso directo, que ya fue revisado en el capítulo III, para poder acceder a tarifas más competitivas. Si en Chile, la autoridad permitiera la agrupación de cargas para que los clientes finales regulados de un mismo pueblo por ejemplo pudiesen participar sin mayores problemas en el mercado de los clientes libres, negociando de esta forma sus contratos de suministro libremente con los generadores.

Otra forma es la de crear subsidios explícitos, como ocurre en Colombia, país en el cual, los usuarios “más ricos” subsidian a los “más pobres” pagando tarifas mayores que las pagados por los usuarios de los estratos económicos más bajos.

La conclusión principal es que, cada uno pague por las instalaciones de la red que se ven involucradas en el transporte de energía eléctrica que uno necesita como se indica en el nuevo Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos¹⁸, pero convendría dejar abierta la posibilidad de que los usuarios pudiesen agrupar sus cargas para que, de esta manera, negociaran sus contratos de suministro libremente y accedieran de esta forma a tarifas más bajas que las que les corresponderían en el mercado regulado, como se realiza en California. Cabe mencionar que, la interpretación que el autor hace de los artículos 93° y 95° del nuevo Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos es que, las instalaciones involucradas en el transporte de energía eléctrica corresponden a todas las instalaciones del sector de distribución y no únicamente aquellos “alambres” que conectan al cliente con la subestación correspondiente.

¹⁸ Ver artículos 93° y 95°.

d) Prorratio

La forma adecuada de prorratio el peaje entre los distintos usuarios de la red de distribución, sería tomando la contribución individual en potencia a la máxima coincidente con la punta del sistema de distribución respecto de la potencia punta del sistema para cada sector de distribución. Para ello sería necesario tener el perfil de carga de cada consumidor y el perfil de carga en cada alimentador. Esto en la práctica es muy difícil de lograr ya que se requeriría de una tecnología de medición muy avanzada. De hecho, en algunos países existen medidores electrónicos conectados a cada subestación primaria de distribución con terminales en cada uno de los puntos de consumo correspondientes al sector de distribución de dicha subestación. La idea es que el medidor permita obtener los datos necesarios para poder construir una curva de carga mensual del sistema y a la vez permita obtener los datos correspondientes a las contribuciones hechas por cada uno de los consumos a la punta del sistema. Como consecuencia, la curva de carga del sistema se iría aplanando debido a que los usuarios tratarían de utilizar el sistema fuera de las horas de punta para que su participación en la punta fuera menor. El inconveniente de este tipo de medidores es su costo, ya que triplica el costo de los medidores actualmente en uso en Chile.

La metodología colombiana de prorratio es muy sencilla, ya que se utiliza los datos de la energía facturada individualmente y se divide por la energía total facturada, siendo estos datos muy fáciles de obtener. Ahora bien, si la prorratio se realizara en base a la potencia facturada individual y a la potencia facturada total por zona de concesión, la prorratio sería muy buena. Con estos datos, se podría gravar correctamente a cada usuario por su uso del sistema de distribución. Pero estos datos de potencia facturada no son fáciles de obtener.

Por lo tanto, ante la imposibilidad de contar con tal tecnología de punta y con datos precisos acerca de la potencia facturada, se recomienda seguir utilizando la metodología de factores de coincidencia. Los factores de coincidencia representan básicamente el aporte de la máxima demanda propia del cliente a la máxima demanda del conjunto. Las opciones tarifarias se diferencian entre sí por asignar para cada una de ellas un factor de coincidencia distinto.

e) Manejo de Ineficiencia

Para evitar ineficiencias, habría que prohibir la existencia de más de una empresa de distribución por zona de concesión, ya que de lo contrario se produciría superposición de redes lo que llevaría por consiguiente a una duplicidad de costos, desaprovechándose las economías de ámbito o densidad en distribución, las que ya se describieron en la sección que trató el tema del libre acceso.

5.6.3 Metodología Regulatoria

a) Etapa Inicial Regulada

En una etapa inicial, la actividad de comercialización será sometida a regulación de precios durante el transcurso de un lapso de transición. La duración del lapso regulatorio estará directamente relacionada con el incremento de la competencia que se perciba en la actividad de comercialización, vale decir, si no se percibe un aumento sustancial en la competencia en comercialización, éste servicio continuará siendo regulado hasta que haya alcanzado el carácter de actividad competitiva. Una vez finalizado este lapso, la actividad de comercialización será dejada en manos de la oferta y la demanda, ya que la actividad de comercialización debería ser una actividad competitiva como ya se explicó en el capítulo I, de tal forma que hayan muchos agentes participando a fin de entregar dinamismo al mercado y permitirles a los usuarios finales una gran gama de proveedores entre los cuales elegir. Es conveniente aclarar que todos los comercializadores estarán sujetos a regulación de precios únicamente durante el transcurso del período de transición.

Esta actividad podrá ser desarrollada por generadores, distribuidores u otras personas, siempre y cuando cumplan con ciertos requisitos mínimos impuestos por la ley. No habrá discriminación entre los participantes del mercado teniendo que cumplir todos ellos con las mismas obligaciones ante sus clientes y ante la ley. Todos los comercializadores tendrán el derecho a exigir un trato igualitario por parte de los distribuidores para el acceso y uso de las redes de distribución.

b) Regulación propuesta para el lapso de transición

La metodología que regulará [Rain98] los precios de la actividad de comercialización durante el período de transición y de la actividad de distribución deberá ser una metodología que incentive mejoras en la eficiencia de las empresas. Es decir, se buscará una regulación por desempeño o incentivo, cuyos mecanismos de tarificación buscan compatibilizar los objetivos de la empresa regulada con el objetivo de la sociedad a través de la señales que lleven a la empresa regulada a buscar una mayor eficiencia.

Se puede decir que esta regulación es una modificación de la regulación por tasa de retorno¹⁹, que no permite a las empresas reguladas obtener parte de las ganancias extras cuando sobrepasan la tasa de retorno permitida. Bajo esta nueva regulación por incentivo, las ganancias extras que antes eran devueltas, ahora se comparten entre las firmas y los clientes de acuerdo a fórmulas predeterminadas con el objetivo de entregar incentivos a las firmas para mejorar sus eficiencias operativas.

Los mecanismos de regulación por incentivos obligan a que las firmas ajusten sus precios según las variaciones en los niveles de eficiencia que vayan experimentando, de tal forma de traspasar a los clientes las mayores eficiencias alcanzadas. Los cambios en los niveles de eficiencia se determinan a través de un estudio de costos y se basan en la existencia de un lapso regulatorio, esto es, la demora en la respuesta de los reguladores ante cambios en los costos o condiciones del mercado, lo que induce a la empresa a mejorar su eficiencia pudiendo de esta manera obtener mayores ganancias por el periodo que dura el lapso regulatorio.

Entre los esquemas de regulación por incentivos más utilizados se encuentra la metodología price cap²⁰ y la metodología yardstick competition²¹ que es la actual metodología en uso en Chile. No necesariamente la metodología a ser utilizada en la actividad de comercialización será la misma que en la actividad de distribución, pero en ambas actividades la regulación será una regulación por

¹⁹ Para mayores explicaciones acerca de esta metodología ver el anexo C.

²⁰ Para mayores explicaciones acerca de esta metodología ver el anexo D.

²¹ Para mayores explicaciones acerca de esta metodología ver el anexo B.

incentivos. A fin de saber que metodología utilizar, se realizaron entrevistas con expertos del área eléctrica para saber cuales eran sus opiniones y además, se utilizó la tesis de magister de Jorge Donoso en la cual se hace una comparación de ambas metodologías.

La opinión de los expertos, llevó a la conclusión que un cambio en el método regulatorio no sería beneficioso en ninguna de las dos actividades, puesto que el nivel de perfeccionamiento adquirido con la actual metodología se perdería, y las ventajas obtenidas mediante el uso del método price cap no serían suficientes para fundamentar su aplicación en el mercado. Además, para utilizar la metodología yardstick competition, no es necesario que el regulador requiera de gran cantidad de información a diferencia de la metodología price cap, que si lo requiere para poder aplicarla correctamente.

En el trabajo de Jorge Donoso [Dono99], que realiza básicamente una comparación entre ambas metodologías para su aplicación en distribución, no se observaron diferencias significativas entre aplicar una metodología price cap o aplicar una yardstick competition. Básicamente, la principal diferencia entre ambas metodologías es que bajo price cap, los movimientos proyectados de los costos no siguen necesariamente un patrón por área típica a diferencia de la metodología yardstick competition. Los costos varían por área típica en la metodología yardstick competition, principalmente por factores de economías de densidad, mientras que en la metodología price cap los costos varían por empresas debido a los factores utilizados en el modelo regulatorio.

Otras diferencia que se puede apreciar es que, en el caso de price cap como se dijo anteriormente, se necesitan cantidades de información superiores para la fijación tarifaria que las necesarias bajo la metodología yardstick, que corresponde al caso actual de Chile. El regulador inglés, obtiene información de todas las empresas reguladas, a diferencia del regulador chileno, que dimensiona la empresa modelo basado en datos de una sola empresa real. Por lo tanto, si el regulador no es capaz de superar las asimetrías de información con las firmas reguladas, pueden existir problemas en la aplicación de price cap.

Además, en la metodología yardstick al analizar el problema por área, se evita la aparición de subsidios cruzados entre las diferentes zonas de una misma empresa, y en el caso de utilizar price cap, el análisis por empresa hace posible aprovechar economías que se den para una empresa que sirve varias zonas de concesión.

Por último, la tesis de Jorge Donoso propone utilizar una metodología híbrida (mezcla entre la metodología price cap y la metodología yardstick). El propone que el cálculo del valor nuevo de reemplazo se siga realizando con la actual metodología en uso en Chile, la cual hace competir a las empresas con una empresa modelo eficiente, y para el cálculo de los costos de operación y mantenimiento se utilice una metodología price cap.

Como conclusión general, se puede decir que básicamente se propone que tanto la empresa de comercialización como aquella de distribución sean reguladas mediante la metodología yardstick competition, que se utiliza actualmente en Chile, ya que las ventajas provenientes de la metodología price cap no son del todo significativas y los costos en implementarla serían demasiado altos. Además, las posibles asimetrías de información que se podrían producir entre el regulador y las empresas, pondrían en peligro la correcta aplicación de esta metodología.

5.6.4 Aplicación de la Metodología Yardstick Competition

La aplicación de la metodología yardstick competition que se propone en este trabajo y en la que se basará el cálculo tarifario para las empresas de comercialización (en su etapa de transición) y distribución, se realizará tomando como modelo las “Bases para el Estudio de Valores Agregados de Distribución”, publicado por la CNE en abril de 1996.

Primero, se realizará una definición de los costos en que incurrirán ambas agentes (el comercializador y el distribuidor). Una vez realizada la definición de costos se realizará un dimensionamiento de una empresa modelo tanto de comercialización como de distribución a fin de incentivar la eficiencia del sector.

Esta empresa modelo deberá operar en el país, ser eficiente en su política de inversiones y en su gestión, y en el caso particular de la empresa de distribución, sus instalaciones deberán estar adaptadas a la demanda y su costo de capital será igual al 10% real anual.

Una vez realizado este estudio de dimensionamiento de las empresas modelos, se determinarán los costos incurridos por éstas. En el caso de la empresa de comercialización, se determinarán los costos por medición, facturación, cobranzas y por los servicios asociados prestados, mientras que en el caso de la empresa de distribución se calculará el peaje que la empresa de comercialización deberá pagar a la empresa de distribución por el uso de su sistema de distribución. Este peaje que deberá reflejar únicamente los costos medios²² asociados con los sistemas eléctricos necesarios para llevar el suministro desde la conexión al sistema de transmisión hasta el punto de entrega al usuario, es decir, los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones utilizadas para dicho fin.

Los costos estándares de inversión corresponderán a la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de la empresa modelo eficiente. Esta anualidad será calculada considerando que, las instalaciones serán adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

Los costos de operación y mantenimiento corresponderán a los costos de operar y mantener las instalaciones del sistema eléctrico como también de los bienes muebles e inmuebles necesarios para llevar a cabo las operaciones de la empresa de distribución.

Ahora bien el gasto asociado a la inversión en infraestructura debiera valorarse según el VNR correspondiente al nivel de tensión en que el usuario final se encuentra conectado. Vale decir que, si un usuario esta conectado en Alta Tensión, en adelante AT, la empresa de comercialización pagará el VNR correspondiente a las instalaciones de AT, mientras que, si el usuario se encuentra conectado en Baja

²² Se reflejarán los costos medios debido a que en distribución los costos marginales son aproximadamente iguales a los costos medios.

Tensión, en adelante BT, el VNR corresponderá al VNR de las instalaciones de AT más el VNR de las instalaciones de BT de la empresa de alambres.

5.7 Definición de Costos por Actividades de las Empresas

Para llevar a cabo lo anteriormente dicho, habría que definir claramente los costos en que incurriría la empresa de comercialización y aquellos en que incurriría la empresa de distribución, a partir de los costos que actualmente incurre una empresa de servicio público de distribución.

a) Empresa de Comercialización

Básicamente, la empresa encargada de la comercialización de los suministros incurriría en los siguientes costos:

- Costos fijos por conceptos de gastos administrativos, facturación y atención del usuario: Corresponden a la parte de los costos de operación y mantenimiento asignada a la actividad clientes.
- Costos de instalaciones de servicio asociado: Corresponden a la parte de los costos de inversión asignados a los costos de instalaciones eléctricas necesarias para la conexión y la medición de usuarios.
- Costos de operación y mantención de instalaciones de servicio asociado: Corresponden a la parte de los costos asignados a la mantención y operación de las instalaciones de servicio asociado.
- Costos de instalaciones muebles e inmuebles destinadas a actividades de gestión: Corresponden a la parte de los costos de inversión asignados a los costos de instalaciones muebles e inmuebles para llevar a cabo la actividad comercial.

Por lo tanto, el regulador debería ser el encargado de realizar los siguientes análisis para determinar los costos en los que incurrirá y tener en cuenta las instalaciones que le serán necesarias para poner en práctica sus actividades, de tal forma de fijar los precios techo:

- Dimensionamiento de clientes y ventas, estableciendo para cada una de las áreas típicas la cantidad de clientes, ventas de energía anual y potencia máxima coincidente con la punta del sistema por cada opción tarifaria.
- Dimensionamiento de las instalaciones eléctricas, correspondientes a cada área típica de modo de obtener las instalaciones adaptadas a la demanda para cada empresa eficiente en sus inversiones y sus gastos.
- Dimensionamiento de la mantención y operación, estableciendo las actividades en características y cantidad, los requerimientos de recursos humanos, de las instalaciones y equipamiento, para la empresa eficiente en su gestión y con una calidad de servicio acorde con las exigencias.
- Dimensionamiento de la organización, definiendo la estructura de unidades de trabajo de la empresa y el personal, en cantidad y calificación que deben constituir las.
- Dimensionamiento de los bienes muebles e inmuebles necesarios para la gestión comercial de los clientes y para la mantención y operación.
- Determinación de los costos de la empresa, valorizando las instalaciones resultantes de los dimensionamientos previamente realizados y estableciendo los costos de explotación.
- Determinación de los costos de atención de clientes.

Cabe recordar que las actividades de comercialización podrían ser realizadas por distintas empresas que compiten entre ellas. Esto se realiza con el objetivo de que se inicie la competencia en el mercado de usuarios regulados, que anteriormente habían sido cautivos de un comercializador.

En cuanto a los costos incurridos por conceptos de compra de energía y potencia, las pérdidas incurridas en el proceso de distribución y el pago por el servicio de distribución no corresponden a costos de la empresa encargada de la comercialización, puesto que estos costos se traspasan en forma íntegra al consumidor final.

b) Empresa de Distribución

La empresa encargada de distribuir [Moli98] la energía y potencia a los clientes finales incurriría en los siguientes costos:

- Costo estándar de inversión en instalaciones eléctricas: Correspondería a la parte de los costos de inversión asignados a los costos de instalaciones eléctricas.
- Costo estándar de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas: Corresponderían a la parte de los costos de operación y mantenimiento asignados a las actividades de distribución en alta y baja.
- Costos estándares de inversión en instalaciones muebles e inmuebles destinadas a actividades de distribución: Corresponden a la parte de los costos de inversión asignados a los costos de instalaciones muebles e inmuebles para llevar a cabo la actividad de distribución.

Por lo tanto el regulador debería realizar la siguiente metodología de dimensionamiento para la empresa modelo de distribución para determinar sus instalaciones y costos:

- Dimensionamiento de clientes y consumo, establecimiento para cada área típica la cantidad de clientes totales, con el volumen de energía transportada y potencia máxima coincidente con la punta del sistema correspondiente a esa cantidad.
- Dimensionamiento de las instalaciones eléctricas para una empresa eficiente en su política de inversiones, gastos y con instalaciones adaptadas a la demanda.
- Dimensionamiento de los costos de operación y mantenimiento, estableciendo las actividades en características y cantidad, los requerimientos de recursos humanos, de instalaciones y equipamiento, materiales y repuestos requeridos por las instalaciones de la empresa de distribución.
- Dimensionamiento de la organización, definiendo la estructura de unidades de trabajo de la empresa y el personal, en cantidad y calificación que deben constituir las.
- Dimensionamiento de los bienes muebles e inmuebles requeridos por la empresa de distribución.
- Determinación de los costos de la empresa, valorizando las instalaciones y estableciendo los costos de explotación.
- Determinación de los costos de distribución.
- Cálculo de pérdidas medias de energía y potencia (este cálculo se informa a la empresa encargada de la comercialización).

5.8 Determinación de los Costos

En esta etapa, se deberá valorizar las instalaciones de las empresas (actividad comercialización y actividad distribución) resultante de los estudios de dimensionamiento, como asimismo se deberá establecer los costos de explotación asociados.

5.8.1 Precios Unitarios

El estudio de precios²³ unitarios incluirá todos los ítems de costos correspondientes a las instalaciones, a la atención de clientes, a la mantención y operación, asociados a la comercialización y distribución, de las empresas de comercialización y distribución ambas adaptadas a la demanda y eficientes en sus políticas de inversiones y gestión.

5.8.2 Costos de la Empresa de Comercialización

La empresa de comercialización incurriría en una cierta cantidad de gastos que serán principalmente gastos de inversión y gastos por conceptos de explotación. Los gastos de inversión serán aquellos gastos incurridos en inversión en instalaciones de muebles e inmuebles y en instalaciones de servicio asociado, correspondientes a medidores y empalmes, ambos en alta y baja tensión, mientras que los gastos por concepto de explotación serán aquellos gastos asociados a la compra de energía, a la mantención y operación de los medidores y empalmes de los clientes, a la atención de los clientes y por último al alumbrado público. Todos estos gastos se presentan a continuación con su análisis respectivo.

²³ Todos los valores se deberán determinar sin el Impuesto al Valor Agregado (I.V.A.).

a) Costos de Explotación

i) Costos de Mantenimiento y Operación de Medidores y Empalmes

Una vez dimensionada la empresa de comercialización en cuanto a cantidad de clientes por opción tarifaria, se deberá determinar los costos asociados a la mantención y operación de medidores y empalmes de clientes, correspondientes a cada área típica. Estos costos corresponderán a la suma del valor de los medidores y empalmes de AT y de los medidores y empalmes de BT.

$$\text{COYMC} = \text{COYMCAT} + \text{COYMCBT}$$

con:

COYMCAT: Costo de operación y mantención de empalmes y medidores de Alta Tensión.

COYMCBT: Costos de operación y mantención de empalmes y medidores de Baja Tensión.

A partir de los valores anteriores, se deberá calcular los costos unitarios como se señala a continuación.

$$\text{koymcat} = \frac{\text{COYMCAT}}{\text{kWAT}} \left[\frac{\$}{\text{kW}} \right]$$

$$\text{koymcbt} = \frac{\text{COYMCBT}}{\text{kWBT}} \left[\frac{\$}{\text{kW}} \right]$$

con:

kWAT: kilo Vatio de Alta Tensión.

kWBT: kilo Vatio de Baja Tensión.

Los costos de mantención y operación serán obtenidos mediante los siguientes ítems de costos.

1. Mantención y conservación.
2. Instalación y retiro.

3. Arriendo²⁴.
4. Cobranza de servicios.

ii) Costos de Atención a Clientes

Para la empresa de comercialización dimensionada, se determinará los costos de atención a clientes, correspondientes a cada área típica, desglosados en las siguientes actividades:

- Atención según nivel de potencia.
- Lectura de medidores según tipo de medidor.
- Facturación y cobranza según tipo de medidor.

El costo de explotación de atención de clientes se denominará CEXAC y se desglosará en la suma de costos de atención de clientes según potencia CEXAP, de costos de atención de clientes por lectura de medidores CEXLM y de costos de atención de clientes por facturación y cobranzas CEXFC.

$$\text{CEXAC} = \text{CEXAP} + \text{CEXLM} + \text{CEXFC}$$

Este costo es desglosado en el estudio de ítems de costos que se muestra a continuación.

1. Atención clientes capacidad ≤ 10 kW.
2. Atención clientes capacidad de > 10 kW hasta ≤ 100 kW.
3. Atención clientes capacidad de > 100 kW hasta ≤ 1 MW.
4. Atención clientes capacidad de > 1 MW hasta ≤ 2 MW.
5. Lectura de medidores simples de energía.
6. Lectura de medidores energía y demanda máxima.
7. Lectura de medidores energía y demanda horaria.
8. Facturación y cobranza consumo clientes regulados.

Se deberá hacer también una regresión lineal con los valores de CEXAP, a fin de obtener el valor k1 y k2 de la siguiente expresión.

²⁴ En el caso de los medidores, habrá una modificación en este ítem, puesto que también se podrán comprar los medidores.

$$\text{CEXAP} = k_1 \cdot \text{NC} + k_2 \cdot \text{APTS}$$

en que:

NC : Número de clientes de precio regulado.

APTS: Aporte individual de Potencia, coincidente con la Punta del Sistema de Distribución en cada alimentador, suministrada a los clientes de precio regulado del área típica, AT y BT.

k1 : Costo de atención por cliente, en \$/cliente.

k2 : Costo de atención por unidad de potencia, en \$/kW.

El costo de atención de clientes por lectura de medidores, CEXLM se calculará como la suma del costo de lectura de medidor simple de energía, CEXME, más el costo de lectura de medidor de energía con medidor de demanda máxima, CEXMD, y más el costo de lectura de medidor de energía con medidor de demanda horaria, CEXMH.

$$\text{CEXLM} = \text{CEXME} + \text{CEXMD} + \text{CEXMH}$$

Con los valores anteriores se calcularán los siguientes costos unitarios de lectura de medidor.

$$k_e = \frac{\text{CEXME}}{\text{NCME}} ; k_d = \frac{\text{CEXMD}}{\text{NCMD}} ; k_h = \frac{\text{CEXMH}}{\text{NCMH}}$$

con:

NCME : Número de clientes con medidor simple de energía.

NCMD : Número de clientes con medidor de energía y demanda máxima.

NCMH : Número de clientes con medidor de energía y demanda horaria.

El costo unitario de atención de clientes por facturación y cobranza se obtendrá como.

$$k_{fc} = \frac{\text{CEXFC}}{\text{NC}}$$

b) Costos de Inversión en Instalaciones

i) Costo instalaciones Muebles e Inmuebles²⁵

El costo²⁶ de las instalaciones muebles e inmuebles destinadas a la actividad comercial será denominado como CIMIC y se desglosará en una parte asignada a alta tensión AT y otra a baja tensión BT.

$$\text{CIMIC} = \text{CIMICAT} + \text{CIMICBT} \quad [\$]$$

donde:

CIMICAT: Costo de instalaciones muebles e inmuebles destinadas a la actividad comercial de Alta Tensión.

CIMICBT: Costo de instalaciones muebles e inmuebles destinadas a la actividad comercial de Baja Tensión.

El costo de las instalaciones muebles e inmuebles se obtiene de los ítems costos que se presentan a continuación.

1. Terrenos²⁷.
2. Edificios y construcciones anexas.
3. Equipos y vehículos de transporte y carga.
4. Equipos de bodega y maestranza.
5. Equipos de laboratorio.
6. Equipos de comunicaciones:
 - Onda y teledifusión.
 - Radio móvil y fijo.
 - Sistema carrier, otros.
7. Equipos de oficina.

²⁵ Como factor de asignación, a la actividad de comercialización, de los ítems asociados a bienes muebles e inmuebles se considerará como la distribución porcentual del costo de remuneraciones (de la actual empresa de distribución) a la actividad de clientes (tanto regulada como no regulada) por tener mayor correlación con el número de personal.

²⁶ Las instalaciones muebles e inmuebles asignadas a cada área típica, no forman parte del costo de atención de clientes por cuanto en éste solo corresponden incluir gastos, debiendo asignarse las inversiones al costo por unidad de potencia suministrada.

²⁷ No se incluyen terrenos de subestaciones de poder.

8. Equipos de computación.

9. Otros.

ii) Costo de las Instalaciones de Servicio Asociado²⁸

El costo de las instalaciones de servicio asociado corresponde al valor de las instalaciones de servicio asociado en alta tensión (medidores y empalmes) y de las instalaciones de servicio asociado en baja tensión (medidores y empalmes).

$$\text{CISA} = \text{CISAAT} + \text{CISABT} \quad [\$]$$

en que:

CISAAT: Costo de las instalaciones de servicio asociado en Alta Tensión.

CISABT: Costo de las instalaciones de servicio asociado en Baja Tensión.

Este costo es obtenido de los valores de ítems de costos que se presentan a continuación.

- Costo Instalaciones de Servicio Asociado AT²⁹.
 - Total de empalmes y medidores.
 - Empalmes.
 - Medidores.
- Costo Instalaciones de Servicio Asociado BT.
 - Total empalmes y medidores.
 - Empalmes.
 - Medidores.
 - Total alumbrado público.
 - Estructuras.
 - Conductores (km.).
 - Postes.
 - Otros.

²⁸ Se puede decir aproximadamente que: el medidor cuesta US\$ 10 y el empalme US\$

²⁹ Información requerida para cada alimentador en distribución AT.

A partir de los costos asociados a instalaciones de servicio asociado se deberá calcular los costos unitarios que se señalan a continuación.

$$k_{icat} = \frac{CISAAT}{kWAT} \left[\frac{\$/kW}{\text{ }} \right]$$

$$k_{icbt} = \frac{CISABT}{kWBT} \left[\frac{\$/kW}{\text{ }} \right]$$

en que:

kWAT: kilo Vatio de Alta Tensión.

kWBT: kilo Vatio de Baja Tensión.

5.8.3 Costos de la Empresa de Distribución

En cuanto a la empresa de distribución, ésta incurriría en una cierta cantidad de gastos que a igual que la empresa de comercialización serán principalmente gastos de inversión y gastos por conceptos de explotación. Los gastos de inversión serán aquellos gastos incurridos en instalaciones del sistema eléctrico tanto en alta como en baja tensión y en instalaciones muebles e inmuebles necesarias para llevar a cabo la actividad de distribución, mientras que los gastos por concepto de explotación serán aquellos gastos asociados a la transmisión y transformación de energía y potencia, y a la mantención y operación de las instalaciones del sistema eléctrico. Todos estos gastos se presentan a continuación con su análisis respectivo.

a) Costos de Explotación

i) Costo de Mantención y Operación de Instalaciones

El costo de mantención y operación de distribución corresponderá al valor obtenido para las instalaciones de AT sumado al valor obtenido para las instalaciones BT.

$$COYMD = COYMDAT + COYMDBT$$

en que:

COYMDAT: Costo de mantención y operación de las instalaciones destinadas a la actividad de distribución en Alta Tensión.

COYMDBT: Costo de mantención y operación de las instalaciones destinadas a la actividad de distribución en Baja Tensión.

A partir de los valores anteriores, se calcularán los costos unitarios que se señalan a continuación.

$$koymdat = \frac{COYMDAT}{kWAT} \left[\frac{\$}{kW} \right]$$

$$koymdbt = \frac{COYMDBT}{kWBT} \left[\frac{\$}{kW} \right]$$

en que:

kWAT: kilo Vatio de Alta Tensión.

kWBT: kilo Vatio de Baja Tensión.

b) Costos de Instalaciones del Sistema Eléctrico

i) Costo asociado a la Inversión en Instalaciones del Sistema Eléctrico

El costo³⁰ asociado a la inversión en instalaciones del sistema eléctrico, se podrá separar en dos: costo de instalaciones de AT y costo de instalaciones BT.

$$CINST = CINSTAT + CINSTBT$$

en que:

CINSTAT: Costo en instalaciones del sistema eléctrico asignadas a Alta Tensión.

CINSTBT: Costo en instalaciones del sistema eléctrico asignadas a Baja Tensión.

Este costo es obtenido de los ítems de costos que se presentan a continuación.

³⁰ Cabe mencionar que este costo no incluye las instalaciones de subtransmisión que se componen por líneas de tensión superior a 23 kV y subestaciones de tensión primaria mayor a 23 kV.

i.1) Costo instalaciones del sistema eléctrico AT.

1. Distribución AT³¹.

- Total líneas aéreas.
 - Estructuras.
 - Conductores (km.).
 - Postes.
 - Equipos de protección y medida.
 - Equipos de operación.
 - Reguladores de tensión.
 - Condensadores (kVAR).
 - Otros³².
- Total líneas subterráneas.
 - Cámaras.
 - Cables.
 - Canalización (km.).
 - Equipos de protección.
 - Equipos de operación.
 - Otros.
- Costos de ingeniería.
- Derechos municipales.
- Servidumbres.
- Intereses intercalarios.
- Gastos generales.

i.2) Costo instalaciones del sistema eléctrico BT.

2. Subestaciones de distribución secundaria³³.

- Total subestaciones aéreas.
 - Transformadores y autotransformadores.

³¹ Información requerida para cada alimentador en distribución AT.

³² En este ítem deberá incluirse la valorización de todos los elementos de la línea aérea, que no aparecen específicamente clasificados, así por ejemplo el cable de guardia, indicadores de presencia en zonas aledañas a áreas de tránsito aéreo, etc.

³³ Información requerida para cada alimentador de distribución AT.

- Estructuras AT.
- Estructuras BT.
- Postes.
- Otros.
- Total subestaciones subterráneas.
 - Transformadores y autotransformadores.
 - Bóvedas.
 - Equipos eléctricos.
 - Otros.
- Total otras subestaciones.
 - Transformadores y autotransformadores.
 - Obras civiles.
 - Obras eléctricas.
 - Otras.
- Costos de ingeniería.
- Derechos municipales.
- Intereses intercalarios.
- Gastos generales.
- 3. Distribución BT³⁴.
 - Total red aérea del sistema.
 - Pura³⁵.
 - Estructuras.
 - Conductores (km.)³⁶.
 - Postes.
 - Equipos de protección y medida.
 - Condensadores.
 - Puestas a tierra.
 - Otros.

³⁴ Información requerida por plano o cuadrante del sistema de distribución BT.

³⁵ Red destinada solamente a distribución BT.

³⁶ Se entiende por plano a la separación en unidades “revisables” utilizadas por la empresa (calles, cuadras, km², comunas, etc.) que eventualmente podría estar constituida por varios planos.

- Mixta³⁷.
 - Estructuras.
 - Conductores (km.)³⁸.
 - Equipos de protección y medida.
 - Condensadores.
 - Puestas a tierra.
 - Otros.
- Otros.
 - Otros.
- Total red subterránea del sistema.
 - Cámaras.
 - Canalización (km.).
 - Cables (km.)³⁹.
 - Puestas a tierra.
 - Otros.
 - Equipos de protección.
 - Equipos de operación.
 - Otros.
- Costos de ingeniería.
- Derechos municipales.
- Intereses intercalarios.
- Gastos generales.

³⁷ Red destinada a distribución AT y BT.

³⁸ Se entiende por plano a la separación en unidades “revisables” utilizadas por la empresa (calles, cuerdas, km², comunas, etc.) que eventualmente podría estar constituida por varios planos.

³⁹ Se entiende por plano a la separación en unidades “revisables” utilizadas por la empresa (calles, cuerdas, km², comunas, etc.) que eventualmente podría estar constituida por varios planos.

ii) Costo instalaciones Muebles e Inmuebles⁴⁰

El costo⁴¹ de las instalaciones muebles e inmuebles destinadas a la actividad de distribución será denominado como CIMID y se desglosará en una parte asignada a alta tensión AT y otra a baja tensión BT.

$$\text{CIMID} = \text{CIMIDAT} + \text{CIMIDBT} \quad [\$]$$

con:

CIMIDAT: Costo de instalaciones muebles e inmuebles destinadas a la actividad de distribución en Alta Tensión.

CIMIDBT: Costo de instalaciones muebles e inmuebles destinadas a la actividad de distribución en Baja Tensión.

El costo de las instalaciones muebles e inmuebles se obtiene de los ítems costos que se presentan a continuación.

1. Terrenos⁴².
2. Edificios y construcciones anexas.
3. Equipos y vehículos de transporte y carga.
4. Equipos de bodega y maestranza.
5. Equipos de laboratorio.
6. Equipos de comunicaciones:
 - Onda y telemedida.
 - Radio móvil y fijo.
 - Sistema carrier, otros.
7. Equipos de oficina.
8. Equipos de computación.

⁴⁰ Como factor de asignación, a la actividad de alambres, de los ítems asociados a bienes muebles e inmuebles se considerará como la distribución porcentual del costo de remuneraciones (de la actual empresa de distribución) a las actividades de distribución AT y BT por tener mayor correlación con el número de personal.

⁴¹ Las instalaciones muebles e inmuebles asignadas a cada área típica, no forman parte del costo de atención de clientes por cuanto en éste solo corresponden incluir gastos, debiendo asignarse las inversiones al costo por unidad de potencia suministrada.

⁴² No se incluyen terrenos de subestaciones de poder.

9. Otros.

A partir de los costos asociados a instalaciones del sistema eléctrico y de bienes muebles e inmuebles asociados a la actividad de distribución, se deberá calcular los costos unitarios que se señalan a continuación.

$$k_{\text{idat}} = \frac{\text{CINSTAT} + \text{CIMIDAT}}{\text{kWAT}} \left[\frac{\$}{\text{kW}} \right]$$

$$k_{\text{idbt}} = \frac{\text{CINSTBT} + \text{CIMIDBT}}{\text{kWBT}} \left[\frac{\$}{\text{kW}} \right]$$

en que:

kWAT: kilo Vatio de Alta Tensión.

kWBT: kilo Vatio de Baja Tensión.

5.9 Cálculo de Pérdidas Medias de Energía y Potencia

La empresa de distribución informará la energía ingresada al área típica⁴³, o una estimación de ella mediante una proporción de las ventas correspondientes, y además, la demanda máxima bruta demandada en dicha área. Esta información se validará y revisará, y las pérdidas de energía y potencia deberán ser las que resulten de la aplicación de un cálculo analítico de pérdidas coincidentes de potencia y de pérdidas de energía en cada etapa del sistema, considerando las ventas con las instalaciones adaptadas a la demanda. La empresa de distribución, vale decir, la empresa dueña de los “alambres”, será remunerada en base al cálculo analítico que determina las pérdidas de energía y potencia.

El modelo de simulación o metodología⁴⁴ de cálculo de pérdidas que se utilice, será especialmente diseñado para calcular pérdidas, y además el cálculo se efectuará, como mínimo, para cada uno de los alimentadores de distribución AT del

⁴³ La energía ingresada durante los cuatro años anteriores al año de realizar el estudio.

⁴⁴ No será aceptable el uso de programas de flujo de potencia de uso normal en el análisis del sistema eléctrico.

sistema, considerando al transformador de distribución secundaria como la mínima representación de los consumos. Las pérdidas de distribución en el sistema de distribución BT se obtendrán por una modelación o metodología de cálculo específica, que considere todas las configuraciones presentes en el área típica. No será aceptable la utilización de extrapolaciones para el total de una etapa del sistema eléctrico de distribución a partir del cálculo individual.

5.10 Incobrables

Las estimaciones de las ventas incobrables⁴⁵ de AT y BT deberán resultar de la aplicación de una metodología objetiva de fácil explicación y con sólidos fundamentos. Esta estimación deberá ser de responsabilidad de la empresa de comercialización, al igual que de la estimación de clientes morosos como se vió anteriormente.

A continuación se presentan los parámetros a obtenerse:

- **KWAT** : Demanda máxima cobrable a los usuarios en alta tensión, junto con las transferencias a baja tensión, en la hora de demanda máxima del sistema de distribución, expresada en kilowatts.
- **KWBT** : Demanda máxima cobrable a los usuarios en baja tensión.
- **PMPBD** : Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en baja tensión.
- **PMPBG** : Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en baja tensión en horas de punta de generación.
- **PMEB** : Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en baja tensión.
- **PMPAD** : Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en alta tensión.
- **PMPAG** : Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en alta tensión en horas de punta de generación.

⁴⁵ No se incluirá el hurto en la determinación de ventas incobrables.

- **PMEA** : Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en alta tensión.

5.11 Nuevo Valor Agregado por Concepto de Suministro

El nuevo valor agregado por concepto de comercialización se compondría de los parámetros aportados por la empresa de comercialización como también por aquel parámetro aportado por la empresa de distribución. Estos parámetros se aprecian a continuación.

5.11.1 Parámetros asociados a la Empresa de Comercialización

- a) Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario

Este valor resultará diferente según el tipo de medidor y se deberá calcular como.

$$CFE = (k_1 + k_e + k_{fc})/12 \quad [$/cliente/mes]$$

$$CFD = (k_1 + k_d + k_{fc})/12 \quad [$/cliente/mes]$$

$$CFH = (k_1 + k_h + k_{fc})/12 \quad [$/cliente/mes]$$

en que:

CFE : costo fijo medidor simple de energía.

CFD : costo fijo medidor de energía y de demanda máxima.

CFH : costo fijo medidor de energía y demanda horaria.

Los valores obtenidos para los costos fijos deberán desglosarse en una parte fija y otra que varíe con el número de clientes.

b) Costos fijos por concepto de mantenimiento y operación de empalmes y medidores.

Se calcularán por unidad de potencia suministrada y serán los siguientes.

$$CSAAT = (koymcat + k2)/12 \text{ [$/kW/mes]}$$

$$CSABT = (koymcbt + k2)/12 \text{ [$/kW/mes]}$$

c) Costo por Conexión de Nuevos Usuarios.

Este costo se cobrará una sola vez (al momento de conectarse el usuario a la red de distribución) y se calculará por unidad de potencia por cliente y serán los siguientes:

$$CXAT = kicat/NVCAT \text{ [$/kW/cliente]}$$

$$CXBT = kicbt/NVCBT \text{ [$/kW/cliente]}$$

en que:

CXAT: Costo por conexión en Alta Tensión de nuevos clientes.

CXBT: Costo por conexión en Baja Tensión de nuevos clientes.

NVCAT: Nuevos clientes en alta tensión.

NVCBT: Nuevos clientes en baja tensión.

5.11.2 Factores de Expansión de Pérdidas medias de Distribución

Se expresarán en por unidad de potencia y energía suministrada, y corresponderán a los valores de la siguiente tabla:

Tabla 1.4: Factor de Expansión de Pérdidas tanto en AT como en BT

	AT		BT	
	Potencia	Energía	Potencia	Energía
Factor de Expansión de Pérdidas	PMPAD	PMEA	PMPBD	PMEB

5.11.3 Parámetro asociado a la Empresa de Distribución

El parámetro asociado a la empresa de distribución es aquel parámetro que dice relación con el peaje que el comercializador debe pagar al dueño de la red de distribución:

a) Costo por Uso del Sistema de Distribución

El valor del peaje en términos de los parámetros calculados anteriormente para la empresa de distribución sería el siguiente:

$$\text{CUDAT} = (a \cdot \text{kidat} + \text{koymdat})/12 \quad [\$/\text{kW}/\text{mes}]$$

$$\text{VAUDBT} = (a \cdot \text{kidbt} + \text{koymdbt}) \cdot \text{PMPBD}/12 \quad [\$/\text{kW}/\text{mes}]$$

$$\text{CUDBT} = \text{CUDAT} + \text{VAUDBT}$$

en que:

a : Factor de recuperación del capital para un período de 30 años y una tasa de actualización de 10% real (0,10608).

CUDAT : Costo por uso del sistema de distribución AT.

VAUDBT : Valor agregado por uso del sistema de distribución BT.

CUDBT : Costo por uso del sistema de distribución BT.

5.12 Diagramas de la Distribución de Costos

A continuación se presentan los diagramas de la distribución de costos según empresas, con los correspondientes porcentajes del total:

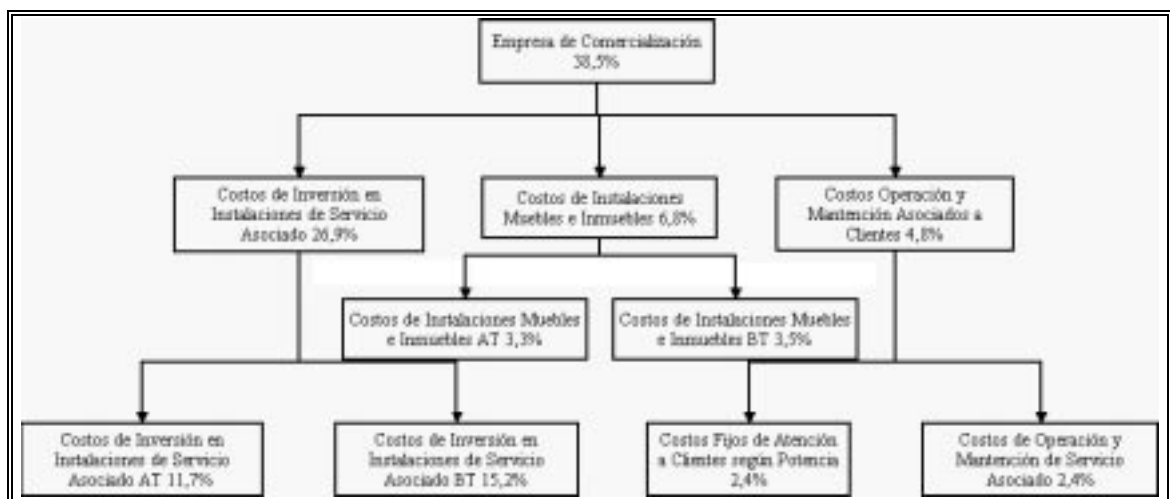


Figura 1.8: Diagrama de Costos de la Empresa de Comercialización

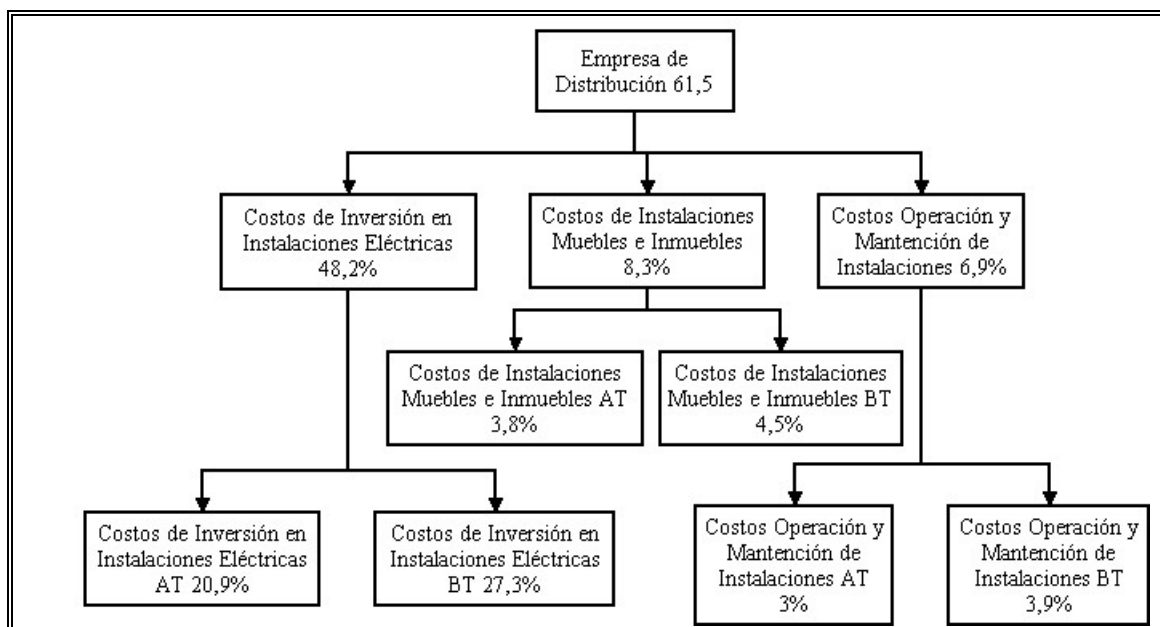


Figura 1.9: Diagrama de Costos de la Empresa de Distribución

Para poder obtener [Mega96] los porcentajes correspondientes de bienes muebles e inmuebles de la empresa de comercialización, vale decir, la empresa relacionada a la actividad clientes, se utilizó un factor de asignación proporcional al porcentaje de remuneraciones correspondiente a la actividad clientes, ya que se ha logrado comprobar que el valor de este factor de asignación guarda una gran correlación con la cantidad de personal que finalmente determina el dimensionamiento de las instalaciones.

Mientras que para poder obtener los porcentajes correspondientes de instalaciones de servicios asociados, se utilizó un factor de asignación proporcional al porcentaje de costos de operación y mantenimiento correspondiente a las actividades de medidores y empalmes. Este factor de asignación ha sido utilizado debido a que se puede hacer encontrar correlación entre la cantidad de personal requerido para la mantención y operación de las instalaciones de servicios asociados y aquella necesaria para la ejecución de nuevas conexiones de medidores y empalmes.

5.13 Modificaciones a la actual Ley

A continuación, se nombrarán los artículos que deberán ser modificados así como también las modificaciones que se realizarán en cada uno de ellos, para poder implementar de manera eficaz la actividad de comercialización en distribución.

La primera modificación deberá ser realizada en el artículo 1º, donde habrá que incorporar la comercialización dentro de las materias que se regirán por el DFL1 y se podrá realizar de la siguiente manera:

“La producción, el transporte, la distribución, **la comercialización**, el régimen de concesiones y tarifas de la energía eléctrica y las funciones del Estado relacionadas con estas materias se regirán por la presente Ley.”

Como se analizó anteriormente, las concesiones y permisos no deberán sufrir modificaciones, ya que el comercializador no requerirá ni una concesión ni un permiso para poder ejercer su actividad.

En el número 5º de este mismo artículo, habría que agregar los servicios asociados al suministro eléctrico como sujetos a posible régimen de precios, y una forma de modificarlo sería:

“5.- El régimen de precios a que están sometidas las ventas de energía eléctrica **y los servicios asociados al suministro de electricidad.**”

La definición de servicio público de eléctrico que aparece en el artículo 7º, habría que mantenerla, pero sería bueno incorporarle un párrafo en el cual se incluya como servicio público eléctrico el transporte de energía eléctrica a través de redes de distribución. A continuación se entrega su definición:

“Servicio público eléctrico es el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados dentro de su zona de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros. **También será servicio público eléctrico el transporte de energía eléctrica que efectue una**

empresa concesionaria de distribución a través de sus redes a favor de terceros ya sean clientes libres o comercializadores.”

Posteriormente, habría que agregar por lo menos un artículo más después del artículo 51° F, en el cual se establezcan los peajes de distribución considerando todas las observaciones realizadas al Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, y se explique la forma en la cual se calcularán las prorratas. Estos peajes deberían ser calculados en forma clara y transparente, en base a una empresa modelo y no una empresa real, ya que esto podría fomentar las ineficiencias, y las prorratas deberían calcularse en base a los factores de coincidencia. Todo esto se podría realizar como se muestra a continuación:

“El titular de la servidumbre sobre las instalaciones de distribución deberá indemnizar al propietario de las instalaciones a través de un peaje, por sus costos de inversión y sus gastos de operación y mantenimiento de dichas instalaciones. Los costos anteriormente mencionados serán calculados en base a una empresa modelo eficiente operando en el país.

Los costos de inversión serán determinados de acuerdo a la anualidad del valor nuevo de reemplazo de la empresa modelo, mientras que los gastos de operación y mantenimiento a considerar serán los reconocidos en los costos de explotación de la empresa modelo.

Las instalaciones involucradas considerarán todas aquellas instalaciones que se encuentren dentro del sector de distribución entre la subestación primaria de distribución correspondiente y el empalme del usuario a quien se abastece.

El peaje se pagará a prorrata de la potencia individual contribuida a la potencia máxima coincidente con la punta del sistema de distribución.”

En el título III de la explotación de los servicios eléctricos y del suministro habría que cambiar el artículo 74° de tal forma la obligación de servicio. Esta modificación podría ser escrita de la siguiente manera:

“Las empresas de distribución que desarrollen la actividad de comercialización ya sea en él o los sectores dentro de su zona de concesión o fuera de él o ellos estarán obligadas a dar servicio a quién lo solicite, a una tarifa regulada durante el lapso de transición a la competencia y finalizado este lapso a un precio que sea reflejo de las fuerzas de la oferta y la demanda del mercado, bajo las condiciones estipuladas en el artículo 75° . La obligación de dar suministro se entiende en la misma tensión de la línea sujeta a concesión a la cual se conecte el usuario.

“Las empresas de distribución que realicen actividades de comercialización tanto dentro como fuera de él o los sectores de su zona de concesión, deberán mantener contabilidades separadas entre ambas actividades.”

Estas modificaciones tienden a utilizar el ejemplo del mercado eléctrico del Reino Unido, mercado en el cual los comercializadores están obligados a servir ya que su licencia de comercializador así se los exige.

Una vez realizadas todas estas modificaciones, habría que cambiar ciertos artículos del título IV de las tarifas, ya que la mayor parte de ellos se verían afectados por la introducción de los comercializadores en el mercado. A continuación se muestran las modificaciones más importantes a ser realizadas.

El artículo 90°, habría que modificarlo de tal forma que los suministros y los servicios asociados sean sujetos a fijación de precios durante el lapso de transición a la competencia, ya que una vez finalizado este periodo de transición ellos no estarán sujetos a fijación de precios. Estos servicios serán entregados por los comercializadores. Esto podría realizarse como se presenta a continuación:

“Están sujetos a fijación de precios durante un lapso de transición, los suministros de energía eléctrica y los servicios que se presentan a continuación:

1.- Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts efectuados desde empresas a que se refiere el inciso primero del artículo 74°;

2.- Los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 2.000 kilowatts, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación;

3.- Los suministros que se efectúen a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que estas últimas efectúen a su vez suministros sometidos a fijación de precios. Lo anterior cuando se trate de sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación.

4.- Los servicios que no consistan en suministro de energía, prestados por empresas de comercialización, serán sujetos a fijación de precios durante un lapso de transición, y deberán ser prestados en forma obligatoria cada vez que las condiciones de mercado no permitan garantizar su libre adquisición por parte de los usuarios finales a través de empresas de comercialización foráneas.

No obstante, los suministros a que se refieren los números 1 y 2 anteriores podrán ser contratados a precios libres cuando ocurra alguna de las circunstancias siguientes:

- a) Cuando se trate de servicio por menos de doce meses;
- b) Cuando se trate de calidades especiales de servicio a que se refiere el inciso segundo del artículo 79° ;
- c) Cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 megawatts-kilómetro.”

Si la modificación anterior se realizará, habría que modificar el número 2° del artículo 96°, cambiando:

“2.- Precios a nivel de comercialización. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en punto de conexión con las instalaciones de distribución, y de costos por conceptos de las actividades de distribución y de comercialización.”

En el artículo 105°, hay que modificar el párrafo sustituyendo:

“La estructura de los precios a nivel de comercialización considerará los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y los costos por concepto de las actividades de distribución y de comercialización, adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de dichos costos, de tal modo que el precio resultante de suministro corresponda al costo de utilización por parte del usuario de los recursos a nivel de producción-transporte, distribución y comercialización empleados.”

El artículo 106°, hay que modificarlo de tal forma que se definan los costos en que incurrirá la empresa de comercialización y aquellos costos en que incurrirá la empresa de distribución. Una forma de hacerlo puede ser:

“El costo por concepto de la actividad de comercialización considerará:

- 1.- Costos fijos por conceptos de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo.**
- 2.- Costos fijos de operación y mantenimiento de medidores y empalmes.**

El costo por concepto de la actividad de comercialización, se basará en empresas modelo durante el lapso de transición a la competencia, pero una vez finalizado el periodo de transición, el costo de la actividad de comercialización no será regulado.”

Habrá que agregar dentro de este mismo artículo o bien en un posible artículo 106° bis:

“El costo por concepto de la actividad de distribución, se basará en empresas modelo y considerará:

- 1.- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía,**
- 2.- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante**

VNR, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.”

El artículo 107° debe especificar claramente que las componentes del costo de comercialización y del costo de distribución se calcularán utilizando la metodología yardstick competition por áreas y una forma de hacerlo es:

“Las componentes del costo por concepto de comercialización y por concepto de distribución se calcularán para un determinado número de áreas típicas, que serán fijadas por la Comisión, oyendo previamente a las empresas. Las componentes para cada área típica se calcularán sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la Comisión. Dicho estudio de costos se basará en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país. **Las empresas concesionarias de distribución y aquellas de comercialización**, como conjunto o individualmente, podrán contratar el mismo estudio, aplicado a las mismas áreas de distribución típicas definidas anteriormente, a otra empresa consultora, elegida por ellas de entre una lista de empresas acordadas con la Comisión. En este caso la Comisión podrá revisar el o los estudios encargados por las empresas, y efectuar con la conformidad previa de ellas, las correcciones a que dé lugar esta revisión. Si no se produjere acuerdo, primará el criterio de las empresas respecto de los valores obtenidos en el o los estudios encargados por ellas.

La Comisión calculará para cada área el promedio aritmético ponderado de **los costos** resultantes de los estudios de la Comisión y de las empresas a que se ha hecho referencia anteriormente. Los coeficientes de ponderación serán: dos tercios para los que resulten del estudio encargado por la Comisión y un tercio para los valores que resulten del estudio encargado por las empresas como conjunto, o para el promedio de los valores resultantes en los estudios encargados individualmente por las empresas, si los hubiera.”

Posteriormente, en el artículo 108°, habrá que modificar aquellas frases en donde se hace mención a valores agregados y reemplazar el concepto de valores agregados por el concepto de costos de distribución y costos de comercialización, y habrá que modificar también el número 2°

“2.- Cada empresa determinará e informará a la Comisión los ingresos que habría percibido con dichas tarifas, si ellas hubieran **sido aplicadas: a la totalidad de los peajes recibidos por concepto de servidumbres de paso de electricidad en las instalaciones de las empresas de distribución y a la totalidad de los suministros y servicios efectuados por las empresas de comercialización**, en el año calendario inmediatamente anterior. Las empresas deberán justificar los valores obtenidos, y adjuntar los antecedentes que les solicite la Comisión;”

En el artículo 116° de tal forma que especifique, cuales son las entradas de explotación de las empresas de distribución, que en éste caso corresponderían a los peajes recibidos por las empresas de comercialización y para lograr esto, hay que modificar el segundo párrafo de la siguiente forma:

“Son entradas de explotación **todos los peajes recibidos por concepto de servidumbres legales de paso de electricidad otorgadas a terceros, efectuadas en sus instalaciones de distribución, si se aplican a dichas servidumbres las tarifas involucradas en el estudio.**”

VI. CONCLUSIONES

En el presente capítulo se sintetizan las principales conclusiones del trabajo y se proponen futuros temas en que se pueden profundizar el trabajo realizado.

6.1 Conclusiones

De acuerdo a los objetivos planteados al comienzo de este trabajo, en el primer y segundo capítulo se analizaron las características generales del comercializador, las características del comercializador de petróleo y se realizó una breve descripción de las características globales del comercializador en el negocio eléctrico.

Principalmente, estos dos capítulos iniciales tenían como objetivo introducir al lector en el mundo de los comercializadores y tratar de explicar a grandes rasgos las características principales de los comercializadores. De estos dos primeros capítulos se pudo concluir que un comercializador básicamente es un agente económico cuyo principal objetivo es comprar un bien determinado en el mercado mayorista y venderlo a los consumidores finales. Es decir, su principal objetivo es el de encontrar nuevas oportunidades de mercado, reestructurando para ello la o las industrias en las cuales este participando. ¿Cómo lo logran? Principalmente utilizando instrumentos financieros que les permiten tomar posiciones con respecto al bien que están transando. También se pudo observar que las ventajas que ellos ofrecen pueden clasificarse en dos: ventaja de ellos para sí mismos y ventaja de ellos para la sociedad. La ventaja que los comercializadores se ofrecen a sí mismos es que, todos ellos sacan provecho de las ineficiencias del sistema en que ellos operan, mientras que la principal ventaja que ellos ofrecen a la sociedad es la creación de una actividad competitiva. Ahora con respecto al comercializador en el negocio eléctrico, en el primer capítulo se realizó una breve descripción pudiéndose concluir que existen dos tipos de comercializadores: comercializadores del mercado mayorista (o Power Marketers) y comercializadores del mercado minorista (o Retail Marketers). Este trabajo se centró en el comercializador del mercado minorista, pero sus características fueron analizadas con mayor detalle en los capítulos tres y cinco.

Ya en el tercer capítulo de este trabajo, se estudió la función del comercializador en los mercados eléctricos de distintos países, Colombia, Reino Unido, Estados Unidos y Noruega, a fin de recoger la experiencia internacional en este tema. Para cumplir con este objetivo, se revisó la experiencia de los cuatro países ya antes mencionados debido a que han sido precursores en la implementación de los comercializadores eléctricos.

Básicamente de esta revisión se concluyó que, el comercializador en el negocio eléctrico tiene como función principal la compra de energía eléctrica y su posterior venta a los usuarios finales tanto regulados como libres, vale decir la misma función que tienen los comercializadores en los mercados en general. En algunos países se pudo observar que esta función principal del comercializador eléctrico era complementada con otras funciones dependiendo de los marcos regulatorios que rigen en cada países. Por ejemplo, en Noruega se pudo observar que la función del comercializador consiste únicamente en la compra energía eléctrica en el mercado mayorista y su posterior venta a los usuarios finales. Esta actividad puede ser realizada tanto por generadores, transmisores o cualquier persona jurídica siempre y cuando demuestre una cierta solvencia económica. En cambio, en el estado de California en los Estados Unidos, el comercializador aparte de la función de comprar energía eléctrica en el mercado mayorista y venderla a los usuarios finales, también podía realizar los servicios de medición, facturación y cobranzas.

Una vez realizada la revisión internacional, el autor revisó de sector eléctrico chileno centrándose principalmente en el sector de distribución, a fin de explicar las principales funciones de los distribuidores en el sector eléctrico chileno así como también definir ciertos conceptos básicos como por ejemplo calidad de servicio y calidad de suministro. También se revisó la forma en que se estructura la tarifa de distribución.

Tomando en cuenta todas estas experiencias internacionales y el actual escenario en que se encuentra la comercialización en Chile, el autor realiza una propuesta concreta para llevar a cabo en el negocio eléctrico chileno. La proposición concreta que se realiza en este trabajo es la de incorporar una nueva figura al negocio eléctrico, la figura del comercializador, distinguiendo claramente entre

comercializador y distribuidor. Esta proposición se realiza tomando en cuenta ciertos conceptos y principios que son básicamente:

- Promoción de la competencia en comercialización.
- Promoción de la eficiencia.
- Acceso libre y no discriminatorio a las redes de distribución.
- Asegurar el servicio a todos los usuarios por parte de los comercializadores.

Esta proposición requerirá obligatoriamente de un cambio legal que permita introducir el figura del comercializador y que permita distinguir claramente cuales serán las actividades de los comercializadores. Las actividades propuestas para ser llevadas a cabo por el comercializador son el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales regulados y los servicios conexión de nuevos usuarios, compra, instalación, mantención y la lectura de los equipos de medida, además del corte y la reposición del suministro, que constituyen la principal fuente de ingresos de los comercializadores estudiados. El comercializador compraría bloques de energía y potencia a través de contratos con generadores, autoprodutores o bien directamente del mercado spot, siempre y cuando las condiciones legales lo permitan, además realizaría los servicios de lectura, facturación y cobranza según tipo de medidor, que actualmente son realizados por lo distribuidores y que forman parte de la componente regulada de los servicios de distribución y por último el comercializador debería llevar a cabo los servicios asociados al suministro eléctrico y que corresponden a los servicios de ejecución y retiro de empalmes, reposición de fusibles de empalmes, y colocación, retiro, arriendo y conservación de equipos de medida. Especial cuidado habría que tener con el corte y la reposición de suministro ya que lo lógico sería que el comercializador realice esta labor al ser él el responsable de mantener la contabilidad de cada uno de sus clientes, pero esto podría causar conflictos con los distribuidores. Para evitar conflictos, convendría aplicar algo similar a lo utilizado en California Estados Unidos, estado en el cual los comercializadores subcontratan a los distribuidores para realizar estas labores evitando así todo tipo de conflictos.

Esta actividad de comercialización podrá ser desarrollada por agentes que realicen ya sea actividades tales como generación o distribución o energía eléctrica o por cualquier otro agente ya sea persona natural o jurídica que cumpla con las disposiciones impuestas por la ley. Habrá un lapso de transición hacia el mercado

competitivo en el cual se incorporará un precio techo cuya finalidad será la de proteger a los usuarios mientras las condiciones de libre competencia no esten aseguradas y las posibilidades de elección entre los oferentes no sean las suficientes.

6.2 Futuros desarrollos

El presente trabajo deja planteados desarrollos que fueron cubiertos parcialmente o que sencillamente no fueron cubiertos por la presente investigación. Por ejemplo, el desarrollo y la aplicación de un modelo econométrico para el cobro de peajes por el uso de las redes de distribución. Este modelo debería permitir el dimensionamiento de las instalaciones de la empresa de distribución y a su vez predecir la expansión de las redes de distribución según la densidad poblacional de las zonas en estudio.

Se plantea también que en próximas investigaciones, las asignaciones de costos por empresa, ya sea de distribución o de comercialización, sean realizadas en conjunto con alguna empresa real, de tal forma que los porcentajes de asignación sean realmente un fiel reflejo de la realidad.

Por último se plantea que en una futura investigación se trate mas a fondo el tema de los comercializadores en los mercados mayoristas ya que este tema fue únicamente esbozado en este trabajo si alcanzar la profundidad merecida por un tema tan importante. Convendría también realizar un estudio acerca de los límites exigidos desde el punto de vista legal para los clientes libres.

BIBLIOGRAFIA

- [Agui94] AGUIRRE, F. (1994) **El Sector Eléctrico en Chile**. Centro de Estudios para el Desarrollo de la Empresa.
- [Bern98] BERNSTEIN, J. y SAPPINGTON, D. (1998) **Setting the X factor in price cap regulation plans**. National Bureau of Economic Research Working Paper Serie. Junio.
- [Brea96] BREALEY, R. y MYERS, S. y MARCUS, A. (1996) **Principios de Dirección Financiera**. Editorial McGraw-Hill.
- [Dono99] DONOSO, J. (1999) **Metodología Regulatoria Price Cap Aplicada a Distribución Eléctrica**. Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Profesor supervisor Hugh Rudnick V. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [EDIS96] EDISON ELECTRIC INSTITUTE (1996) **Power Marketers Yearbook-1995, Purchases and Profile**.
- [Ekel97] EKELAND, S. (1997) **Guidelines for Calculating Transmission Tariffs**. The guidelines apply to central, regional and distribution networks. Noviembre.
- [Fang97] FANG, J. (1997) **Power Marketing and Renewable Energy**. PMA OnLine Magazine. September.
- [Gras97] GRASTO, K. (1997) **Incentive-based Regulation of Electricity Monopolies in Norway – Background, Principles and Directives, Implementation and Control System**. Norwegian Water Resources and Energy Administration.
- [Gray98] GRAY, P. (1998) **Competition and Regulation in Electricity: Experiences from England and Wales and Implications for Latin America**. IEEE Power Engineering Review.

- [Gree98] GREEN, R. (1998) **England and Wales – A Competitive Electricity Market?** Department of Applied Economics. 18 Septiembre.
- [Jona98] JONASSEN, T. (1998) **Opening of the Power Market to End User in Norway 1991-1999.** Norwegian Water Resources and Energy Administration (NVE). Diciembre.
- [Kobe97] KOBER, M. y HJELLE, A. (1997) **Electricity Market Survey 1997.** Norwegian Water Resources and Energy Administration (NVE). Agosto.
- [Kols99] KOLSETH, K. y MATRE, K. (1999) **Marketing report - Margins in the power market 1997/The Household Market 1998.** Norwegian Water Resources and Energy Administration (NVE). Enero
- [MEGA95]MEGA RED CONSULTORES LTDA. (1995) **Análisis Preliminar del Cargo Fijo en los Precios de la Electricidad.** Consejo Nacional Para la Superación de la Pobreza. Julio.
- [MEGA96]MEGA RED CONSULTORES LTDA. (1996) **Estudio de Valores Agregados de Distribución.** Comisión Nacional de Energía. Agosto.
- [Moli98] MOLINA, P. (1998) **Tarificación Eléctrica Chilena a nivel de Empresas de Distribución.** Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Profesor supervisor Hugh Rudnick V. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [Moor97] MOORE, I. y ANDERSON, J. (1997) **Introduction to the New California Power Market.** Draft/Work in Progress for Discussion Purpose Only. Julio.
- [Newb97] NEWBERY, D. y POLLITT, M. (1997) **The Restructuring and Privatization of the U.K. Electricity Supply—Was It Worth It?** Public Policy for the Private Sector. Septiembre.

- [Ocho98] OCHOA, F. (1998) Análisis de la Regulación de la Industria Eléctrica. **Programa de Racionalización de las Empresas de Distribución Eléctrica**. República de Colombia, Banco Interamericano de Desarrollo. Abril, Bogotá, Colombia.
- [OFFE94] OFFICE OF ELECTRICITY REGULATION (1994) **The Distribution Price Control Proposals**.
- [OFFE98] OFFICE OF ELECTRICITY REGULATION (1998) **Competition in Connections**. Consultation Paper. Diciembre.
- [OFFE99] OFFICE OF ELECTRICITY REGULATION (1999) **Review of Domestic and Small Business Electricity Supply Price Regulation**. Consultation Document. Junio.
- [Pére98] PÉREZ, Y. (1998) **Monopolios naturales y la regulación de los sistemas de transmisión de energía eléctrica**. Ingeniería y Universidad. Junio, Santafé de Bogotá, Colombia.
- [Pino82] PINOCHET, A. y ERRAZURIZ, H. (1982) **Decreto con Fuerza de Ley N°1**. Diario Oficial de la República de Chile, N°31.366. Septiembre.
- [Rain98] RAINERI, R. (1998) **Apuntes del curso Tópicos Avanzados en Economía Industrial y Regulación**. Departamento de Ingeniería Industrial y de Sistemas, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [Raza91] RAZAVI, H. y FEZHARAZI, F. (1991) **Fundamentals of Petroleum Trading**. Praeger Publishers.
- [Rudn97] RUDNICK, H. (1998) **Apuntes de clase curso Mercados Eléctricos: El Sector Transmisión y El Sector Distribución**. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [Sage99] SAGEN, J. (1999) **E-mail explicativo acerca de las tarifas de los usuarios finales en Noruega**. jsa@nve.no

- [Shle85] SHLEIFER, A. (1985) **A Theory of Yardstick Competition**. Rand Journal of Economics, Vol.16, N°3. Autumn.
- [Spie98] SPIEWAK, S. (1998) **Power Marketing: Price Creation in Electricity Markets**. PMA OnLine Magazine.
- [Stot97] STOTF, S. (1997) **What Should a Power Marketer Want?** Electricity Journal. April.

A N E X O S

ANEXO A : CASO COLOMBIANO

Las componentes y variables del costo unitario de prestación del servicio con la explicación ad hoc de cada una de ellas se muestran a continuación:

$$CU = \frac{\text{Compra} + \text{Transmisión}}{\text{Pérdidas}} + \text{Distribución} + \text{Adicionales} + \text{Comercialización} \quad (\text{A.1})$$

Donde Compra es el costo de compra de la energía en el nodo del generador al que se le suma el costo de transporte hasta el nodo de la distribuidora, todo dividido por las pérdidas reconocidas para el sistema. A este término se le adiciona los costos de distribución, entendiendo como tales los de operar el sistema al nivel de tensión de que se trate. Luego se adiciona un término que engloba las contribuciones a la CREG y al Centro Nacional de Despacho y un adicional por generación forzada. Finalmente se incluyen los costos de comercialización entendiendo como tales las erogaciones incurridas en leer, facturar, atender al público, etc.

Esto también se puede traducir en la fórmula (A.2):

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - PR_{n,t})} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t} \quad (\text{A.2})$$

donde:

- n : Nivel de tensión.
- m : Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.
- t : Años transcurridos desde el inicio de la aplicación de la fórmula (t= 0, 1, 2, 3, 4)
- z : Zona eléctrica a la cual pertenece el comercializador, de acuerdo con la metodología vigente para los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional.
- $CU_{n,m,t}$: Costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n, correspondiente al mes m del año t.
- $G_{m,t}$: Costos de compra de energía (\$/kWh) conforme al numeral 2.1.

$T_{m,t,z}$: Costo promedio por uso del STN (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t en la zona z .

$D_{n,m}$: Costo de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m .

$O_{m,t}$: Costos adicionales del mercado mayorista (\$/kWh), correspondiente al mes m del año t .

$PR_{n,t}$: Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n , reconocidas para el año t .

$C_{m,t}$: Costo de comercialización (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t .

A.1 Costos de Compra de Energía

Los costos máximos de compra de energía ($G_{m,t}$) se determinan de acuerdo a la fórmula (A.3):

$$G_{m,t} = \beta \cdot [\alpha_{m,t} \cdot P_m + (1 - \alpha_{m,t}) \cdot M_m] + (1 - \beta) \cdot P_{m-1} \quad (A.3)$$

P_m es el precio promedio mensual, expresado en \$/kWh, de las compras efectuadas por la empresa para el mercado regulado, considerando tanto contratos como mercado spot. Su valor se determina mensualmente mediante la fórmula (A.4):

$$P_m = \frac{\sum_{i=1}^{12} \left(P_{m-i} \cdot \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-i}} \right)}{12} \quad (A.4)$$

En realidad la expresión anterior, donde IPP es el Índice de Precios al Productor del mes anterior, sirve para llevar a moneda del mes $m-1$ los precios de compra correspondientes a los 12 meses anteriores y hacer con ello un promedio simple. P_m y P_{m-i} , no son iguales pues el primero es un promedio móvil en tanto que el segundo es el promedio correspondiente al mes $m-i$.

M_m es un promedio similar al anterior pero de todas las transacciones efectuadas por los agentes del mercado, considerando tanto contratos como mercado spot. Su valor mensual se calcula por una expresión idéntica a la anterior.

β es un factor definido por la CREG igual a 0,9. Una interpretación es que según la Comisión 10% de las compras de un mes se hacen a precios del mes anterior.

α es un factor que intenta establecer la mezcla ideal en que la gestión de compras de la empresa, buena o mala, y el promedio del mercado deben participar en la tarifa. La fórmula (A.5) se utiliza para el cálculo del factor α .

$$\alpha_{m,t} = 1 - \left(\frac{C_{m,t} \cdot (1 - PR_{l,t})}{P_{t-1} \cdot \frac{IPP_{m-1,t}}{IPP_{6,t-1}}} \right) \text{ con } 0 \leq \alpha_{m,t} \leq 1 \quad (\text{A.5})$$

$C_{m,t}$ es el costo de comercialización que se lo multiplica por el complemento a 1 de PR que son las pérdidas admitidas y se lo divide por P_{t-1} que es precio de compra del año anterior a moneda del mes m. La lógica de esta ecuación, por el momento, está más allá de mi comprensión.

A.2 Costo Promedio por Uso del STN

El costo promedio por el uso de Sistema de Transmisión Nacional ($T_{m,t,z}$) expresado en \$/kWh, es el promedio anual que enfrenta el comercializador, de acuerdo con los cargos aprobados para el sistema, actualizados al mes m del año t, en la zona z.

Los valores que se aplican surgen de la resolución 008 del 15.197, por la cual entraron a regir los siguientes Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional, aplicables a las empresas comercializadoras y vigentes durante 3 años:

Tabla A.1: Cargos por Uso del Sistema de Transmisión

Zona	1997	1998	1999	2000	2001
3	2.1416	2.4443	2.7497	3.0551	3.3605

A partir del primero de febrero de 1997 se actualizarán con el Índice de Precios al Productor Total Nacional – IPP reportado por el Banco de la República, del mes correspondiente a la prestación del servicio.

A.3 Costos de Distribución

Es el cargo monomío por energía, en \$/kWh, que remunera el uso de la infraestructura eléctrica hasta el punto donde el cliente toma la energía.

La resolución CREG 099 de junio de 1997 establece que los permisionarios deberán someter a la aprobación de la Comisión el estudio de los cargos aplicables, que tendrán vigencia por un período de cinco años a partir de 1998, para su análisis y aprobación. En el caso de CODENSA los valores aprobados con los que se calcula la tarifa en los distintos niveles de tensión se muestran en la tabla A.2, que se incluye en la siguiente página, el valor original fue aprobado en julio de 1997, a moneda de diciembre del año anterior y tendrá vigencia a partir del 1 de enero de 1998.

Tabla A.2: Valores aprobados con los que se calcula la tarifa en los distintos niveles de tensión

Nivel de Tensión	Cargo Monómico Dic. 1996	Cargo Monómico Ene. 1998
I	4.65 \$/kWh	5.56 \$/kWh
II	13.81 \$/kWh	16.50 \$/kWh
III	16.96 \$/kWh	20.26 \$/kWh
IV	36.92 \$/kWh	44.11 \$/kWh

Los valores de base se confeccionaron según la metodología establecida por la resolución mencionada que básicamente reconoce inmovilización, costos de operación y remuneración al capital.

Para la determinación del costo unitario de distribución se debe hacer un inventario de activos tanto eléctricos como no eléctricos, abrirlos en unidades constructivas (Km de línea, trafos, tableros, edificios, terrenos, etc.), valorarlos a reposición, incluyendo gastos de acercamiento y una tasa de retorno del 9%, y finalmente calcular la alícuota de amortización anual en función de las vidas útiles dadas por la misma resolución. A esta depreciación, se le agrega un porcentaje definido por la Comisión, para considerar los gastos de administración, operación y mantención en cada uno de los niveles de tensión, que se muestra en la tabla A.3.

Tabla A.3: Porcentaje de los Gastos de Administración, Operación y Mantención en cada uno de los Niveles de Tensión

Nivel de Tensión	% de Gastos Varios
I	4 %
II	4 %
III	2 %
IV	2 %

Este valor se divide por la energía anual operada para obtener el costo unitario por kWh. Para obtener dicha energía se utilizan los flujos de carga correspondientes al último año histórico, con los ingresos y egresos reales en los diferentes niveles de tensión, el cálculo se completa descontando las pérdidas reconocidas que están dadas como porcentajes para cada nivel de tensión.

Tabla A.4: Porcentaje de Pérdidas Reconocidas para cada Nivel de Tensión

Nivel de Tensión	Pérdidas
I	15.0 %
II	5.0 %
III	3.0 %
IV	1.5 %

Transcurrido un año de vigencia de los cargos, al inicio de cada año, se hará un ajuste que refleje los incrementos de productividad de las empresas y disminución en las pérdidas permitidas por medio de la fórmula (A.6):

$$D_t = D_{t-1} \cdot (1 - \Delta\text{IPSE} - \Delta\text{PR}) \quad (\text{A.6})$$

Donde ΔIPSE es la variación porcentual anual del Índice de Productividad del Sector Eléctrico y ΔPR es la variación en las pérdidas reconocidas, ambos índices para el primer período regulatorio se asumen como 1% anual a partir del segundo año de la fórmula.

A.4 Costos Adicionales del Mercado Mayorista

Los costos Adicionales del Mercado Mayorista O_a corresponden a las contribuciones que deben hacer los agentes a la CREG y a la SSPD, los costos asignados a los comercializadores por restricciones y servicios complementarios, y la remuneración del Centro Nacional de Despacho, los Centros Regionales de Despacho

y del Administrador del SIC. Estos costos se calculan directamente en proporción a los kWh vendidos, mediante la fórmula (A.7):

$$O_{m,t} = \frac{CER_{t-1}}{V_{t-1}} \cdot \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{6,t-1}} + \frac{1}{3} \cdot \sum_{i=1}^3 \left[\frac{CRS_{(m-1)-i}}{V_{(m-1)-i}} \cdot \frac{IPP_{(m-1)}}{IPP_{(m-1)-i}} \right] + \frac{CCD_{m-1}}{1 - PR_{1,t}} \quad (A.7)$$

Donde el primer término del segundo miembro es la contribución efectiva en pesos realizada a la CREG y a la SSPD dividida por las ventas totales al usuario final en kWh, con lo cual se obtiene el costo unitario de contribución (\$/kWh). El segundo término es el promedio trimestral de los pagos efectuados en concepto de reserva en frío y otros tipos de restricciones y servicios complementarios divididos por las ventas totales para obtener un costo unitario (\$/kWh). El tercer término es la tarifa por kWh con la que se remunera al Centro Nacional de Despacho y al Sistema de Intercambios Comerciales.

Los dos primeros términos están corregidos a moneda del mes m-1, en tanto que para el tercero se toma el valor vigente al mes m-1.

A.5 Fracción Reconocida para Cubrir Pérdidas

Es un parámetro único definido por la CREG por un valor inicial P_0 para todos los comercializadores en el nivel de tensión I, el cual se reduce anualmente en forma escalonada hasta un valor final P_f de acuerdo con la ecuación lineal en t que varía en forma discreta (A.8):

$$PR_{1,t} = P_{1,0} \cdot \left(1 - t \cdot \frac{P_{1,0} - P_{1,f}}{4P_{1,0}} \right) \quad (A.8)$$

Donde t es el número de años transcurridos desde el inicio de la aplicación de la fórmula (t=0, 1, 2, 3, 4). Si se reemplazan en la fórmula los valores establecidos como inicial y final se obtienen las pérdidas autorizadas por el nivel de tensión y por año para NI. Para los restantes niveles de tensión hay un solo valor reconocido y por consiguiente la fórmula (A.8) no es aplicable.

Tabla A.5: Valores Establecidos para Cubrir Pérdidas

Nivel	Valores		Valores Establecidos para Cada Año				
	P ₀	P _f	0	1	2	3	4
I	20.00 %	13.00 %	20.00 %	20.00 %	20.00 %	20.00 %	20.00 %
II	7.10 %	7.10 %	7.10 %	7.10 %	7.10 %	7.10 %	7.10 %
III	5.06 %	5.06 %	5.06 %	5.06 %	5.06 %	5.06 %	5.06 %
IV	3.53 %	3.53 %	3.53 %	3.53 %	3.53 %	3.53 %	3.53 %

A.6 Costos de Comercialización

Este cargo reconoce los costos máximos asociados con la atención de los usuarios regulados, con un esquema que incentiva la eficiencia de las empresas, mediante la fórmula (A.9):

$$C_{m,t} = \frac{C_0^*}{CFM_{t-1}} \cdot [1 - \Delta IPSE] \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0} \quad (A.9)$$

Donde C_0^* es el costo Base de Comercialización expresado en \$ por factura (kWh) dividido por el Consumo Facturado Medio del año anterior de cada empresa, definido como el total de kWh vendidos a clientes regulados y no regulados dividido por el total de las facturas expendidas. El ajuste por IPSE, que corresponde a la variación acumulada en el índice de productividad del sector eléctrico, se realizará a partir del total de las facturas expedidas a partir del segundo año.

La Comisión definió el 11 de Septiembre 1997 el valor de C_0^* en 2,454 \$/factura (\$ diciembre 1996). Este valor es fruto de un elaborado cálculo donde se utiliza una metodología de punto extremo llamada “Análisis Envoltante de Datos”. Aparentemente partiendo de los Costos de Comercialización, presentados por los permisionarios, netos de riesgos, retornos y márgenes se los compara utilizando parámetros de densidad para ponderarlos y así lograr un valor representativo de una gestión para ponderarlos y así lograr un valor representativo de una gestión eficiente

para cada uno de aquellos. A este costo de comercialización eficiente se le agrega un 15% para obtener el costo Base de Comercialización C^* , el porcentaje reconoce un margen que cubre tanto los riesgos de Comercialización como el retorno de capital comprometido.

ANEXO B : METODOLOGÍA YARDSTICK COMPETITION

B.1 Introducción

La eficacia de utilizar costos de firmas comparables [Shle85] como indicadores del potencial de una firma queda mejor ilustrado con la utilización de firmas idénticas, de las cuales el regulador puede esperar que sean capaces de reducir costos a la misma tasa. Relacionando el precio de una firma de servicio público a los costos de firmas idénticas a ella, el regulador puede forzar a que firmas sirviendo en diferentes mercados pueden efectivamente competir. Si una firma logra reducir costos pero sus firmas “gemelas” no, ella gana una utilidad positiva; pero si la firma no logra reducir costos y sus firmas “gemelas” sí, ella incurre en una pérdida. Para usar este esquema, el regulador no necesita saber el costo de reducción en tecnología; los datos contables bastan para lograr la eficiencia. Más adelante se observará que en el caso de firmas heterogéneas, yardstick competition es más efectiva que la regulación por costo de servicio.

B.2 Modelo

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

La utilidad de la firma esta dada por:

$$\pi = (p - c) \cdot q(p) + T - R(c) \quad (\text{B.1})$$

donde T es el pago total transferido a la firma. Se asume que este pago podría ser recolectado de impuesto, y que el regulador no se preocupa acerca de la distribución de ingreso entre la firma y los consumidores. En este caso, el pago transferido no afecta el beneficio. El problema del regulador es el siguiente:

$$\text{Max} \left(\left(\int_p^{\infty} q(x) dx \right) + (p - c) \cdot q(c) - R(c) \right) \quad (\text{B.2})$$

sujeto a la restricción:

$$\pi \geq 0 \quad (\text{B.3})$$

La integral de la ecuación (B.2) representa el beneficio de los consumidores, y la restricción de la ecuación (B.3) especifica que T cubre las pérdidas. La solución a este problema es el óptimo social dado por:

$$R(c^*) = T^* \quad (\text{B.4})$$

$$p^* = c^* \quad (\text{B.5})$$

$$-R'(c^*) = q(p^*) \quad (\text{B.6})$$

La ecuación (B.5) iguala el precio al costo marginal, la ecuación (B.4) indica que el pago transferido cubre el gasto de reducción de costos de la firma. La ecuación (B.6) es la condición de minimización del costo total, que iguala el costo marginal de reducción de costos con la cantidad producida, ya que en el óptimo, los costos y beneficios de un cambio marginal en c deben ser iguales.

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

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

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

B.3 Yardstick competition entre firmas idénticas

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

$$\bar{c}_i = \frac{1}{N-1} \cdot \sum_{j \neq i} c_j \quad (\text{B.7})$$

$$\bar{R}_i = \frac{1}{N-1} \cdot \sum_{j \neq i} R(c_j) \quad (\text{B.8})$$

A cada firma, se le asigna su propia firma sombra con un costo marginal definido por la ecuación (B.7) y un gasto en reducción de costo definido por la

ecuación (B.8). Estos costos equivalen a los costos promedio de las otras $N-1$ firmas, y sirven para implementar la metodología yardstick competition.

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

$$T_i = \overline{R}_i \quad (\text{B.9})$$

$$p_i = \overline{c}_i \quad (\text{B.10})$$

Si el regulador fija el precio y el pago de transferido utilizando para ello una firma sombra, es decir, utilizando las ecuaciones (B.9) y (B.10), el único equilibrio Nash⁴⁶ es el óptimo social, es decir, cada firma i reduce sus costos hasta $c_i = \overline{c}$ ^{*47}.

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

⁴⁶ Para un juego con n jugadores, un Equilibrio de Nash se define como una situación donde la estrategia de cada agente es óptima dadas las estrategias de los otros agentes. Como esta situación se repite con cada uno de los n agentes, entonces ninguno de ellos tiene algún incentivo para hacer otra cosa, es decir, se está en una situación de equilibrio.

⁴⁷ La demostración rigurosa de que el óptimo social es el único equilibrio de Nash, se encuentra detallada en el paper de Andrei Shleifer llamado "A theory of yardstick competition", publicado en el "Rand Journal of Economics", Vol. 16, N°3, Autumn 1985.

B.4 Yardstick competition en un ambiente alternativo

B.4.1 El regulador no puede transferir pagos a la firma

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

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

$$-R'(c_i) = q(p_i) \quad (\text{B.11})$$

$$(p_i - c_i) \cdot q(p_i) - R(c_i) = 0 \quad (\text{B.12})$$

Para implementar la versión de tarificación a costo medio de yardstick competition, el regulador reemplaza c_i por \bar{c}_i y $R(c_i)$ por \bar{R}_i en la ecuación (B.12), y resuelve el sistema para fijar el precio de la firma i . La firma i elegirá c_i para minimizar sus costos totales, dados por $q(p_i)(p_i - c_i) - R(c_i)$. Esto lleva a que la firma maximice su utilidad. Por lo tanto, la versión de tarificación a costo medio de yardstick competition da paso al equilibrio simétrico en el cual todas las firmas escogen el segundo mejor nivel de costos unitarios o solución de Ramsey⁴⁸.

⁴⁸ Para un monopolio natural que vende sólo un bien en un único mercado, y si la tarificación a costo marginal no le permite recuperar sus costos totales, y si la entrega de un subsidio no es posible, entonces una segunda mejor alternativa es tarificar a costo medio.

B.4.2 El regulador observa características que hacen las firmas heterogéneas

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

$$-R_1(c, \theta) = q(p) \quad (\text{B.13})$$

$$c(\theta) = p(\theta) \quad (\text{B.14})$$

$$T(\theta) = R(c, \theta) \quad (\text{B.15})$$

Sustituyendo la ecuación (B.14) en la ecuación (B.13), se obtiene:

$$-R_1(c, \theta) = q(c(\theta)) \quad (\text{B.16})$$

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

$$c \approx a + b\theta \quad (\text{B.17})$$

con

$$a = \frac{c_m(R_{11} + q_1) + \theta_m R_{12}}{q_1 + R_{11}} \quad (\text{B.18})$$

$$b = \frac{R_{12}}{q_1 + R_{11}} \quad (\text{B.19})$$

Si θ es un vector, estas expresiones pueden generalizarse; sin embargo, θ debe consistir de características observables que no pueden ser alteradas por la firma. También, expansiones de Taylor de orden superior pueden ser utilizadas para obtener mayor precisión. Si las firmas no son muy diferentes, la ecuación (B.17) es una buena aproximación para la ecuación (B.16), y así no se esta muy lejos de la verdadera condición de óptimo social.

El regulador puede estimar la ecuación (B.17) utilizando datos de costos y características específicas de la firma. (Por analogía con la sección B.3, él puede excluir observaciones de la firma i desde regresiones para la firma i .) Él obtiene el costo unitario predicho para la firma i utilizando el coeficiente estimado \hat{a} y \hat{b} , de la siguiente forma:

$$\hat{c}_i = \hat{a} + \hat{b}\theta_i \quad (\text{B.20})$$

El regulador fija el precio siguiendo la siguiente regla: sean cuales sean los costos incurridos por las firmas, él va a correr la regresión de la ecuación (B.17), tomar el nivel predicho de costo desde la ecuación (B.20) y fijar $p_i = \hat{c}_i$. Note que cuando no hay variación en θ , $\hat{a} = \bar{c}_i$, y estamos de vuelta a un yardstick competition.

Además de la regla de precio, el regulador debe especificar el pago transferido $T_i(\theta)$ el cual en condición de equilibrio satisface la ecuación (B.15) y es independiente de la elección de costo unitario propia de la firma i . Para realizar esto el regulador corre una regresión, la cual esta basada ahora en la expansión de Taylor de $R(c, \theta)$, con c implícitamente definido desde la ecuación (B.16):

$$R_i = \alpha + \beta\theta_i \quad (\text{B.21})$$

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

Bajo el supuesto que la firma i conoce la distribución $F(\theta)$ tan bien como la función $R(c, \theta)$, ella escogerá c_i sabiendo el precio que obtendrá de acuerdo con la ecuación (B.13). Este mecanismo tiene muchas propiedades. Primero, si (B.17) es la versión exacta de (B.16), y si θ es corresponde a todas las características que explican la diversidad, entonces este esquema regulatorio lleva a encontrar el equilibrio único con los costos al mismo nivel que el óptimo social.

ANEXO C : METODOLOGÍA POR TASA DE RETORNO

C.1 Definición

A la firma regulada [Rain98], se le permite obtener una tasa de retorno justa sobre la inversión en capital empleada por ella, pero no se le permite obtener una rentabilidad por encima de esta tasa de retorno. La firma puede escoger libremente sus insumos, el nivel de producción y el precio, siempre y cuando los retornos escogidos no conduzcan a una rentabilidad superior de la aquella prefijada.

La firma realiza un estudio, para una cierta cantidad de años, acerca de los costos de él o los servicios a ser regulados y entrega éste estudio al regulador. Basándose en los costos entregados, se fijan los precios de tal manera que la firma obtenga una determinada tasa de retorno sobre el capital. Si los precios fijados conducen a una rentabilidad mayor a la prefijados, ellos se bajarán.

La mayor desventaja de este tipo de regulación es que no incentiva mejoras tecnológicas ni de eficiencia productiva, debido a que la rentabilidad de la firma está asegurada sean cuales sean sus costos. Esta metodología también puede conducir a subsidios cruzados con mercados competitivos.

C.2 Efecto Averch-Johnson

Este tipo de esquema regulatorio hace que la firma use una cantidad de capital excesivamente alto, con respecto de una firma no sujeta a regulación por tasa de retorno, en su afán de maximizar utilidad, lo que con lleva a que la firma regulada posea una razón capital trabajo excesivamente alta para su nivel de producción. La causa para dicha tendencia a la sobrecapitalización conocida como el Efecto Averch-Johnson.

A continuación [Pérez98], se presenta un ejemplo acerca de lo que provoca éste efecto. Supóngase un monopolio de un solo producto con una función de producción de la forma:

$$q = f(K, L) \quad (C.1)$$

con

q: Nivel de producción.

K: Factor de producción capital.

L: Factor de producción trabajo.

La tasa de retribución del capital permitida, s , se encuentra entre los costos del capital, r , y la máxima renta que el monopolista en una situación no regulada podría alcanzar. De esta manera se obtiene el siguiente problema de maximización para el monopolista:

$$\text{Max } \Pi(L, K) = p * q(L, K) - wL - rK \quad (C.2)$$

sujeto a

$$(p * q(L, K) - wL) / K \leq s \quad (C.3)$$

Expresado como una función de Lagrange el problema se transforma en:

$$H = p * q(L, K) - wL - rK - \lambda (p * q(L, K) - wL - sK) \quad (C.4)$$

Con las condiciones de primer orden:

$$p \frac{\partial q(L, K)}{\partial L} \equiv w \quad (C.5)$$

$$p \frac{\partial q(L, K)}{\partial K} = r - \lambda \frac{s - r}{1 - \lambda} \quad (C.6)$$

Mediante división de la expresión (C.6) por la expresión (C.5) se obtiene la combinación de factores del monopolista que maximiza la utilidad:

$$\frac{\frac{\partial q(L, K)}{\partial K}}{\frac{\partial q(L, K)}{\partial L}} = \frac{r}{w} - \frac{\lambda}{1-\lambda} * \frac{s-r}{w} \quad (C.7)$$

Como $0 < \lambda < 1$ y $s > r$ se obtiene:

$$\frac{\frac{\partial q(L, K)}{\partial K}}{\frac{\partial q(L, K)}{\partial L}} < \frac{r}{w} \quad (C.8)$$

Es posible entonces demostrar que la combinación de factores del monopolista que maximiza su utilidad en el caso de una regulación del tipo ROR con $s > r$ no corresponde a una combinación mínima de costos de los factores, es decir, que un monopolista racional bajo esas condiciones optará por una ampliación ineficiente del capital en lugar de una combinación óptima de los factores.

En la práctica la tendencia a la sobrecapitalización como también la reducción de la disciplina de costos se debilita toda vez que el agente regulador no está en capacidad de realizar una labor continua de actualización de los precios, sino que la adaptación de los mismos a las condiciones cambiantes de la operación se lleva a cabo con cierto retraso. Desde el punto de vista de la disciplina de costos el efecto de los retrasos de la regulación es que entre dos actualizaciones sucesivas, el operador de la red puede obtener ganancias adicionales mediante una política decidida de reducción de costos. De la misma manera, los retrasos en las actualizaciones de precios reducen el interés de los operadores de ampliar la base de capital de sus operaciones ya que las inversiones de capital no pueden ser recuperadas sino hasta el siguiente incremento de precios.

De esta manera, los retrasos programados o no programados en la actualización de precios por parte del agente regulador se convierten en mecanismos de fomento de la eficiencia de los operadores en la medida en que el instante de tiempo de la adecuación de los precios sea menos influenciado por parte del comportamiento de los operadores y dichos períodos sean especialmente largos.

De todas maneras existen una serie de ineficiencias de producción que permanecen con la utilización de este principio de regulación, que pueden incluso compensar los efectos eficientes de la regulación. Este peligro existe sobre todo cuando la regulación no se traduce en un incremento del nivel de producción de la actividad regulada.

ANEXO D : METODOLOGÍA PRINCE CAP

D.1 Introducción

La regulación price cap [Bern98], se ha vuelto una forma popular de regulación en muchos mercados. Por ejemplo, muchos estados de Estados Unidos emplean alguna forma de regulación price cap para gobernar actividades estatales de telecomunicaciones. En general, la regulación price cap especifica la tasa a la cual los precios que las firmas reguladas cobran por sus servicios deben disminuir, en promedio, después de ajustarlos por la inflación. La tasa requerida según la cual el precio va a decaer es independiente de los costos de producción y de las ganancias de la firma, al menos en teoría. La regulación price cap provee a la firma regulada grandes incentivos para reducir costos de producción y para mejorar su eficiencia operativa.

La tasa a la cual deben disminuir los precios de la firma, después de ajustarlos a la inflación, es conocida como el factor X. Rutinariamente, el regulador especifica el valor del factor X cuando implementa la regulación price cap.

En general, el método regulatorio price cap queda caracterizado por los siguientes puntos [Pérez98]:

- El agente regulador le establece a los precios máximos que no pueden ser sobrepasados.
- Estos precios límite pueden referirse a varios productos de la canasta de servicios del operador en cuyo caso pueden considerarse como precios índices o precios promedio ponderados. La empresa podrá entonces variar los precios individuales bajo la condición de que el índice general no sobrepase el límite máximo fijado.
- Los precios índice son actualizados periódicamente mediante la consideración de un factor que escapa al ámbito de influencia del operador. Estas actualizaciones son inaplazables ya que debido a los cambios en las condiciones de costos se llegaría a una situación en la cual el operador obtendría mayores ganancias que las previstas o estaría sometido a pérdidas no contempladas.

- Corresponde al agente regulador revisar en largos espacios de tiempo la pertinencia de los factores de actualización, la composición de la canasta de productos y los factores de ponderación utilizados.