



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

TARIFICACIÓN ELÉCTRICA CHILENA A NIVEL DE EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

PATRICIO EUGENIO MOLINA MUÑOZ

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

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, 1998



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

TARIFICACIÓN ELÉCTRICA CHILENA A NIVEL DE EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

PATRICIO EUGENIO MOLINA MUÑOZ

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK V.

PATRICIO DEL SOL G.

MIGUEL ARIAS A.

JOSÉ MUÑOZ P.

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

Santiago de Chile, 1998

A mis Padres, hermanos y amigos.

Por su incondicional apoyo...

AGRADECIMIENTOS

A través de estas líneas quiero dar mis más sinceros agradecimientos a todas aquellas personas e instituciones que de alguna forma contribuyeron en el desarrollo de esta tesis.

En primer lugar agradecer a las personas que laboran en la Escuela de Ingeniería y en especial a las secretarías del Departamento de Ingeniería Eléctrica quienes, con su desinteresado apoyo, lograron facilitar la tarea.

En segundo lugar al proyecto *FONDECYT* N° 1971265 y a la empresa *ENDESA* a través de su Unidad de Investigación y Desarrollo en la Universidad Católica de Chile, por haber depositado su confianza en el desarrollo de la investigación.

En tercer lugar a todos aquellos profesionales que por medio de entrevistas brindaron su valioso tiempo y experiencia que fueron fundamentales en el buen desarrollo de este trabajo.

Finalmente, quiero dar mis más sinceros agradecimientos a Don Hugh Rudnick por su valiosa experiencia, consejos, paciencia, apoyo y amistad que lograron amenizar la tarea desarrollada.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
INDICE DE TABLAS	viii
INDICE DE FIGURAS	xi
RESUMEN	xiv
ABSTRACT	xvi
I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Visión general de la organización del mercado eléctrico en Sudamérica	1
1.1.1 Generación.....	2
1.1.2 Transmisión	3
1.1.3 Distribución	5
1.2 Objetivos de la tesis	6
1.2.1 Sistemas de tarificación.....	6
1.3 Estructura de la tesis	9
II. PROCESO DE TARIFICACIÓN APLICABLE EN EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO	12
2.1 Introducción	12
2.2 Esquema vigente de la tarificación al nivel generación-transmisión	16
2.2.1 Esquema vigente de la tarificación de la transmisión troncal.....	20
2.2.2 Esquema vigente de la tarificación de la subtransmisión	24
2.3 Esquema vigente de la tarificación al nivel de distribución.....	25
2.4 Asignación de los precios unitarios de energía y potencia de punta en los distintos niveles del sector eléctrico	29
2.4.1 Desglose del precio de la energía	30
2.4.2 Desglose del precio de la potencia de punta.....	33

2.5 Resumen.....	34
2.6 Comentarios	36
III. RECONOCIMIENTO TARIFARIO DE LA SUBTRANSMISIÓN.....	46
3.1 Introducción	46
3.2 Reconocimiento de los costos incurridos en el servicio de subtransmisión	48
3.3 Esquema vigente de tarificación de la subtransmisión	52
3.3.1 Metodología empleada en el esquema vigente	52
3.3.2 Criterios generales	54
3.3.3 Desarrollo del modelo	55
3.3.4 Aplicación del modelo a la red nacional	58
3.4 Esquemas alternativos de tarificación para la subtransmisión.....	59
3.4.1 Alternativas de tarificación de la subtransmisión.....	59
3.4.2 Tarifas por el costo de servicio.....	60
3.4.3 Tarifas sobre la base de peajes	63
3.4.4 Tarifas sobre la base de un valor agregado.....	64
3.4.5 RPI-X o Price cap.....	71
3.5 Resumen.....	73
3.6 Comentarios	75
IV. METODOLOGÍA EMPLEADA EN EL CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN Y FÓRMULAS DE TARIFAS.....	82
4.1 Introducción	82
4.2 Costos a considerar en el valor agregado de distribución	83
4.3 Bases técnicas empleadas en el estudio de los valores agregados de distribución	85
4.3.1 Definición de las áreas típicas	85
4.3.2 Bases generales del estudio de costos.....	87
4.3.3 Costos de la empresa real	91
4.3.4 Dimensionamiento de la empresa modelo.....	92
4.3.5 Determinación de los costos de la empresa modelo.....	97
4.3.6 Valor agregado por concepto de costos de distribución	104
4.3.7 Exigencias de calidad de servicio.....	107
4.4 Alternativa para establecer los costos de distribución	112

4.5 Resumen.....	115
4.6 Comentarios	117
V. VARIABLES DE INTERÉS EN UN ESTUDIO DE VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCIÓN.....	122
5.1 Introducción	122
5.2 Cargos fijos	123
5.2.1 Asignación de costos	124
5.2.2 Estudio al nivel de ítems de costos.....	125
5.3 Pérdidas medias en distribución de energía y potencia.....	126
5.3.1 Clasificación de la energía, potencia en punta del sistema de distribución y potencia en punta del sistema de generación	130
5.4 Costos estándares de inversión, mantención y operación	131
5.4.1 Estudio de costos	132
5.5 Resumen.....	135
5.6 Comentarios	136
VI. TARIFICACIÓN VIGENTE PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS CONCESIONARIAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN.....	142
6.1 Introducción	142
6.2 Aspectos generales de la política tarifaria.....	143
6.3 Fórmulas tarifarias aplicables por las empresas concesionarias del servicio público de distribución	150
6.3.1 Clientes con suministro de precio regulado.....	150
6.3.2 Opciones tarifarias.....	151
6.4 Condiciones de aplicación de las tarifas	173
6.4.1 Condiciones generales	173
6.4.2 Definición de horas de punta.....	174
6.4.3 Determinación de la potencia contratada.....	175
6.4.4 Condición de aplicación de las tarifas subterráneas	176
6.5 Resumen.....	179
6.6 Comentarios	179

VII. SENSIBILIDAD DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS APLICABLES POR LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN.....	185
7.1 Introducción	185
7.2 Metodología empleada.....	186
7.3 Estudio de los cargos.....	188
7.3.1 Nomenclatura empleada en el estudio	188
7.3.2 Incidencia de las variables y parámetros en los distintos cargos	191
7.4 Resultados	196
7.4.1 Análisis general	196
7.4.2 Análisis de variables y parámetros relevantes en los cargos	203
7.4.3 Análisis de variables y parámetros relevantes en las opciones tarifarias	
217	
7.4.4 Origen de las variables y parámetros relevantes.....	221
7.5 Estudio de las horas de uso	222
7.6 Economías de ámbito.....	230
7.7 Resumen.....	233
7.8 Comentarios	236
BIBLIOGRAFÍA	238
ANEXOS.....	246
ANEXO A: Aspectos legales que rigen la política tarifaria chilena	247
ANEXO B : Metodología de asignación de los precios de energía y potencia de punta en los distintos niveles del sector eléctrico.....	265
ANEXO C : Constantes obtenidas en el estudio de variables y parámetros en los cargos.....	268
ANEXO D : Constantes obtenidas en el estudio de variables y parámetros en las opciones tarifarias.....	277
ANEXO E : Constantes obtenidas en el estudio de las horas de uso.....	281

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 3.1: Valores variable C.....	50
Tabla 3.2: Valores de parámetros D y E.....	51
Tabla 3.3: Cargo base por transporte de energía	75
Tabla 4.1: Factores de expansión de pérdidas	105
Tabla 4.2: Plazos de conexión de servicios a clientes	111
Tabla 5.1: Valores agregados en área de alta densidad de distribución	137
Tabla 5.2: Valores agregados en área de media densidad de distribución	137
Tabla 5.3: Valores agregados en área de baja densidad de distribución.....	138
Tabla 6.1: Cargos fijos en opciones tarifarias	147
Tabla 6.2: Recargos por distancia.....	172
Tabla 6.3: Cálculo de la potencia contratada.....	176
Tabla 6.4: Aplicación de variables y parámetros en casos de tarifa subterránea.....	178
Tabla 6.5: Comparación entre Decretos Tarifarios N° 572 y N° 300	180
Tabla 7.1: Incidencia directa sobre el cargo por energía aplicado en baja tensión.....	191
Tabla 7.2: Incidencia indirecta sobre el cargo por energía aplicado en baja tensión.....	192
Tabla 7.3: Incidencia directa sobre el cargo por energía adicional de invierno	192
Tabla 7.4: Incidencia indirecta sobre el cargo por energía adicional de invierno	192
Tabla 7.5: Incidencia directa sobre el cargo por potencia aplicado en baja tensión.....	193

Tabla 7.6: Incidencia directa sobre el cargo por potencia aplicado en alta tensión.....	193
Tabla 7.7: Incidencia indirecta sobre el cargo por potencia contratada aplicado en baja tensión	194
Tabla 7.8: Incidencia indirecta sobre el cargo por potencia contratada aplicado en alta tensión	194
Tabla 7.9: Incidencia directa sobre el cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta aplicado en baja tensión.....	195
Tabla 7.10: Incidencia indirecta sobre el cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta aplicado en baja tensión.....	195
Tabla 7.11: Incidencia directa sobre el cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta aplicado en alta tensión.....	195
Tabla 7.12: Incidencia indirecta sobre el cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta aplicado en alta tensión.....	195
Tabla 7.13: Grado de influencia sobre el cargo.....	196
Tabla 7.14: Influencia en los cargos fijos de todas las opciones tarifarias.....	197
Tabla 7.15: Influencia en el cargo por energía de opción BT1a.....	197
Tabla 7.16: Influencia en el cargo por energía adicional de invierno de opción BT1a.	198
Tabla 7.17: Influencia en cargo por potencia de opción BT1b.....	198
Tabla 7.18: Influencia en cargo por potencia de opciones BT2-BT3 (ppp)	199
Tabla 7.19: Influencia en cargo por potencia de opciones BT2-BT3 (pp)	199
Tabla 7.20: Influencia en cargo por potencia de opciones AT2-AT3 (ppp).....	200
Tabla 7.21: Influencia en cargo por potencia de opciones AT2-AT3 (pp).....	200
Tabla 7.22: Influencia en cargo por potencia de opciones BT4.1-BT4.2-BT4.3.....	200

Tabla 7.23: Influencia en cargo por potencia de opciones AT4.1-AT4.2-AT4.3.....	201
Tabla 7.24: Influencia en cargo por demanda máxima leída en horas de punta de opciones BT4.1-BT4.2-BT4.3.....	202
Tabla 7.25: Influencia en cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta de opciones AT4.1-AT4.2-AT4.3	202
Tabla 7.26: Grado de influencia empleado en las opciones tarifarias	217
Tabla 7.27: Influencia en opción tarifaria BT1a.....	218
Tabla 7.28: Influencia en opción tarifaria BT2	219
Tabla 7.29: Resultados de influencia en opción tarifaria AT3	220
Tabla 7.30: Origen de variables influyentes	222
Tabla 7.31: Origen de parámetros influyentes.....	222

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1: Nivel de precios en sistemas eléctricos con tamaño superior a 1.500	14
Figura 2.2: Desglose del segmento Generación-Transmisión	15
Figura 2.3: Esquema de la transmisión troncal.....	21
Figura 2.4: Determinación del VAD y tarifas finales.....	28
Figura 2.5: Cargo por energía en la opción BT1a	31
Figura 2.6: Cargo por energía en las opciones BT2-BT3-BT4.1-BT4.2-BT4.3.....	32
Figura 2.7: Cargo por energía en las opciones AT2-AT3-AT4.1-AT4.2-AT4.3.....	32
Figura 2.8: Cargo por potencia en opciones BT2-BT3-BT4.1-BT4.2-BT4.3	33
Figura 2.9: Cargo por potencia en opciones AT2-AT3-AT4.1-AT4.2-AT4.3	34
Figura 2.10: Evolución del precio de nudo de energía	39
Figura 2.11: Evolución del precio de nudo de potencia	40
Figura 3.1: Esquema de la subtransmisión	65
Figura 3.2: Evolución del cargo base por transporte de potencia.....	76
Figura 3.3: Evolución del cargo base por transformación de potencia.....	77
Figura 4.1: Distribución de costos en distribución y comercialización.....	115
Figura 5.1: Asignación del costo de operación y mantenimiento.....	124
Figura 5.2: Pérdidas de energía y potencia.....	127
Figura 5.3: Factores de expansión de pérdidas.....	129

Figura 5.4: Costos de inversión, operación y mantención.....	132
Figura 5.5: Diferencia porcentual del CDAT en estudios del VAD.....	139
Figura 5.6: Diferencia porcentual del CDBT en estudios del VAD.....	139
Figura 5.7: Diferencia porcentual del CF en estudios del VAD.....	140
Figura 7.1: Variables y parámetros influyentes en CFE.....	203
Figura 7.2: Variables y parámetros influyentes en CFD.....	203
Figura 7.3: Variables y parámetros influyentes en CFH.....	204
Figura 7.4: Variables y parámetros influyentes en cargo por potencia en BT2-BT3 (ppp) 206	
Figura 7.5: Variables y parámetros influyentes en cargo por potencia en BT2-BT3 (pp) 207	
Figura 7.6: Variables y parámetros influyentes en cargo por potencia en AT2-AT3 (ppp) 208	
Figura 7.7: Variables y parámetros influyentes en cargo por potencia en AT2-AT3 (pp) 210	
Figura 7.8: Variables y parámetros influyentes en cargo por potencia contratada en BT4.1-BT4.2-BT4.3.....	211
Figura 7.9: Variables y parámetros influyentes en cargo por potencia contratada en AT4.1-AT4.2-AT4.3.....	213
Figura 7.10: Variables y parámetros influyentes en cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta en BT4.1-BT4.2-BT4.3.....	214
Figura 7.11: Variables y parámetros influyentes en cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta en AT4.1-AT4.2-AT4.3.....	216

Figura 7.12: Variables y parámetros influyentes en opción tarifaria BT1a.....	218
Figura 7.13: Variables y parámetros influyentes en opción tarifaria BT2.....	220
Figura 7.14: Variables y parámetros influyentes en opción tarifaria AT3	221
Figura 7.15: Constantes en función de la variación del NHUNB en cargo por energía base.....	224
Figura 7.16: Constantes en función de la variación del NHUDB en cargo por energía base.....	225
Figura 7.17: Constantes en función de la variación del NHUNI en el cargo por energía adicional de invierno.....	226
Figura 7.18: Constantes en función de la variación del NHUDI en el cargo por energía adicional de invierno.....	227
Figura 7.19: Constantes en función de la variación del NHUDB en el cargo por potencia base.....	228
Figura 7.20: Constantes en función de la variación del NHUNI en el cargo por potencia de invierno.....	229
Figura 7.21: Costos de distribución por área típica de distribución	230
Figura 7.22: Factores de economía de escala por área típica de distribución.....	231
Figura 7.23: Factores de expansión de pérdidas de potencia por área típica de distribución	232
Figura 7.24: Factores de expansión de pérdidas de energía por área típica de distribución	232

RESUMEN

Esta investigación tiene por objetivo principal realizar una revisión crítica de los esquemas y metodologías empleadas en el proceso de tarificación aplicable en los niveles de subtransmisión y distribución del sector eléctrico chileno, contribuyendo además, con recomendaciones que podrían mejorar dicho proceso. Para cumplir con los objetivos anteriores se realizaron las siguientes actividades:

- Revisión de la organización del mercado eléctrico en Sudamérica.
- Estudio de las metodologías empleadas en el proceso de tarificación aplicable en los distintos niveles del sector eléctrico chileno, analizando además, los objetivos, criterios generales, éxitos y deficiencias del marco legal que los rige.
- Reconocimiento de los costos incurridos en prestar el servicio de subtransmisión y propuesta de cuatro alternativas de tarificación que permiten, bajo ciertos criterios y metodologías, suplir los costos totales y asegurar una cierta rentabilidad a las empresas.
- Descripción y propuesta de modificaciones a las bases sobre las cuales se lleva a cabo el estudio del valor que agrega la actividad de distribución a la tarifa final, proponiendo además, una alternativa que estima este valor cuando la actividad de distribución es desagregada en sus tareas de distribución y comercialización.
- Revisión cualitativa de las variables de interés en un estudio de valores agregados, identificando los ítems de mayor impacto y en los cuales se debería dar énfasis en futuros estudios. Además, se revisan las divergencias producidas en las últimas tres fijaciones tarifarias y se dan recomendaciones que permitirían disminuirlas.
- Estudio de las fórmulas tarifarias empleadas por las empresas concesionarias del servicio público de distribución, discutiendo además, los criterios aplicados en ellas.

- Estudio de sensibilidad de las tarifas eléctricas estableciendo las variables y parámetros de mayor incidencia en los distintos cargos que componen las opciones tarifarias y en las opciones BT1, BT2 y AT3.

ABSTRACT

This research has its main objective to carry out a critical assessment of the tariff schemes used in subtransmission and distribution in the Chilean power sector regulation. It contributes with recommendations that could improve the schemes. The following activities were developed for that propose:

- Assessment of the electric market industrial organization in South America.
- Study of the methodologies used for tariff setting in the different levels of the sector Chilean electric sector. The objectives, general approaches, successes and deficiencies of the legal frame are analyzed.
- Analysis of the costs incurred in lending the service of subtransmission and proposal of four alternatives for tariffication. The methodologies allow to cover the total costs and assure a certain profitability to the companies.
- Description and proposal of modifications to the bases on which the study of the distribution added value is carried out. An alternative is proposed that segregates the activity of distribution in the tasks of distribution and commercialization.
- A qualitative revision of the variables of interest in a study of added values is made, identifying the items of higher impact and in which should be emphasized in future studies. The divergences that occurred in the last three tariff process are studied and recommendations are made to reduce them.
- Numerical studies of the final tariff formulas for the public service are made of distribution.
- Studies of sensibility of the electric rates are made, establishing the variables and parameters of higher incidence a detailed analysis is made of de tariff options s BT1, BT2 AT3.

I. INTRODUCCIÓN

1.1 Visión general de la organización del mercado eléctrico en Sudamérica

En los últimos años se han estado produciendo importantes cambios en las economías de varios países que han buscado promover la participación de privados en actividades tradicionalmente reservadas al Estado, entre las cuales se incluye el sector eléctrico. Para poder llevar a cabo estos cambios se han debido desarrollar marcos legales capaces de crear condiciones de competencia cuando es posible y de regular actividades monopólicas.

Los cambios realizados en el sector eléctrico de distintos países han tenido por objetivo modificar su estructura [Arev96] [Burg92] [Gallo96] [Gati96] [Mart96] pasando de una propiedad mayoritariamente estatal y decisiones centralizadas a una principalmente privada y decisiones descentralizadas, sin embargo, la nueva estructura del sector no es la de un ambiente totalmente desregulado debido a que se han establecido normas que tratan de garantizar y promover mercados competitivos cuando es posible, o en caso contrario, han establecido normas destinadas a garantizar la eficiencia económica en los segmentos del sector en que se reconoce la existencia de monopolios naturales.

Dado que los sistemas eléctricos en los distintos países difieren en tamaño, importancia relativa de la generación hidroeléctrica, grado de electrificación y topología del sistema, los objetivos anteriores han intentado ser satisfechos por medio de soluciones distintas.

La estructura industrial del sector eléctrico en los países de Argentina, Bolivia, Chile, Colombia y Perú reconoce la existencia de tres negocios separados: generación o producción, transmisión o transporte y distribución, agregándose en Colombia el negocio de comercialización. En todos estos países se acepta que el mercado de generación es competitivo, mientras que la transmisión y distribución son considerados monopolios naturales.

Con el objetivo de resguardar la competencia en el sector, excepto en Chile, se han impuesto limitaciones a la propiedad relacionadas al porcentaje máximo de participación en un determinado segmento y al acceso simultáneo en más de uno de ellos.

1.1.1 Generación

En todos los países se opera en forma coordinada las centrales generadoras debido a razones económicas y de seguridad en el abastecimiento. Estas decisiones son determinadas por organismos encargados del despacho que obligan a los generadores conectados a respetar dichos acuerdos. En Argentina y Bolivia los organismos de despacho están compuestos por representantes del gobierno, generadores, transportistas, distribuidores y consumidores, a diferencia de Chile en el cual están conformados por generadores que tienen una potencia instalada de más del 2 % de la capacidad instalada total del sistema eléctrico y por autoprodutores cuya sobreproducción de generación sobrepase dicho porcentaje.

En este segmento se pueden distinguir dos mercados:

1. Mercado spot

En el se transan los excedentes de generación en relación con los compromisos de cada generador. Inicialmente se concibió como un lugar donde se efectuaban transacciones entre generadores para suplir las diferencias entre la potencia requerida por los contratos y el despacho de sus centrales, sin embargo, hoy se reconocen como actividades separadas la generación (remunerada por las inyecciones a la red) y la venta según contratos (se paga por retiros realizados en el mercado spot) a fin de abastecerlos según los precios pactados.

2. Mercado de contratos

En el un generador establece contratos de abastecimiento.

En el mercado spot el precio de la energía corresponde al costo marginal de corto plazo, el cual varía según el horario, ubicación geográfica y nivel de tensión. En el mercado de contratos los precios son negociados en forma libre entre las partes o regulados por la autoridad cuando las ventas se realizan a clientes menores de un cierto tamaño o a empresas distribuidoras. En todos los países los precios regulados varían con la ubicación geográfica y nivel de tensión, salvo en Chile,¹ las tarifas de energía además, varían en bloques horarios. En Argentina los precios fijados son ajustados a fin de compensar las desviaciones entre los costos marginales esperados utilizados en la fijación tarifaria y los efectivamente producidos. En Chile y Perú los precios fijados por la autoridad no pueden diferir en más de un 10 % de los precios libres existentes al momento de la fijación.

1.1.2 Transmisión

La obligación de dar libre acceso a terceros al uso de las instalaciones de transmisión es una condición clave para incentivar la competencia en el sector.

Se reconoce la existencia de economías de escala en los sistemas de transmisión [DelS91] [Moli96] [Salv90] hecho que impide a una tarificación a costo marginal rentarlos en forma adecuada debido a que permite cubrir las pérdidas y recuperar parcialmente los costos de inversión, mantención y operación. Es por lo anterior que se recurre a un complemento llamado peaje para suplir los costos totales del servicio, el cual es prorrateado entre los usuarios del sistema de transmisión.

La tarificación a costo marginal consiste en pagar a los generadores por la potencia inyectada y cobrar a los consumidores por la potencia retirada al costo marginal instantáneo en la barra correspondiente, donde el monto pagado por los consumidores es mayor que el pagado a los generadores en función de las pérdidas ó desacoplamientos de los costos marginales en los extremos de líneas copadas. Esta

¹ Las tarifas de energía, a excepción del precio spot, no varían en bloques horarios.

diferencia permite rentar parte del sistema de transmisión, debiendo recurrir al pago de un peaje para cubrir los costos totales.

En Argentina los dueños de las instalaciones reciben el ingreso correspondiente a los costos marginales de energía, ingresos por calidad de la vinculación entre los extremos de la línea, cargos fijos destinados a rentar las instalaciones de conexión y costos fijos de operación. Estos sistemas logran financiarse gracias a un pago por parte de los generadores y consumidores resultante de una licitación pública.

En Bolivia se determinaron áreas de influencia de responsabilidad de generadores y/o consumidores donde el valor máximo es calculado por la autoridad considerando un sistema adaptado. Los generadores pagan su parte correspondiente en proporción de su potencia firme.

En Chile se define un área de influencia para cada generador en la cual el pago del peaje en las líneas que son área de influencia de varios generadores es resultante de negociaciones entre las partes y se reparte en proporción a la potencia máxima transitada. Las líneas que no pertenecen al área de influencia de ningún generador son pagadas por los generadores que abastecen a los consumidores conectados a ellas.

En Colombia el regulador calcula los cargos por conexión y por usos para cada nudo. Los generadores pagan por inyectar potencia a la red y los consumidores por retirar la energía. Los cargos son tales que el 50 % del costo anual de la red son pagados por los generadores y el 50 % restante por los consumidores.

En Perú se distingue el sistema de transmisión troncal y el sistema de transmisión secundario. El sistema de transmisión troncal esta constituido por instalaciones que permiten el intercambio entre generadores y la libre comercialización de la energía, donde su pago considera los costos de operación e inversión de un sistema económicamente adaptado, en el cual su peaje anual es regulado y pagado por todos los generadores en proporción de su potencia firme. Por su parte el sistema secundario esta constituido por instalaciones que permiten la conexión de los generadores al sistema principal y el suministro a clientes a partir de

éste, donde su pago se negocia entre las partes y el peaje se agrega al cargo por potencia cobrado a los clientes regulados.

1.1.3 Distribución

En la actualidad se reconoce a la distribución como una actividad monopólica que debe ser regulada por medio de una legislación capaz de incentivar la eficiencia y participación de privados [Bitu93] [Rud97A].

En esta actividad se otorgan concesiones para la instalación de redes destinadas a dar el servicio de distribución en un área geográficamente determinada, existiendo la obligatoriedad de darlo.

Para determinar la remuneración de la actividad de distribución en América Latina se han planteado las siguientes modalidades [Gati96]:

1. Por comparación o “*yardstick competition*”. En ella la empresa compite con una empresa modelo eficiente.
2. Reconocimiento de los costos efectivos.

Los precios pueden ser fijados en forma libre para consumidores de tamaño mayor a 100 Kilowatts en Argentina y mayores a 2 Megawatts en Bolivia, Chile y Colombia. Para consumos menores se consideran precios regulados formados por el precio de compra de la energía, potencia en alta tensión y del costo incurrido en la actividad de distribución (valor agregado de la distribución). El costo de compra esta valorizado a precio regulado en Argentina, Chile y Perú, sin embargo, en Bolivia esta dado por el precio de contratos de suministro resultantes de una licitación pública supervisada.

El costo asociado a la actividad de distribución se adiciona a los costos por compra de energía y potencia aplicables en alta tensión de distribución, obteniendo de esta forma la tarifa cobrada al cliente final. Esta tarifa debe ser capaz

de representar los costos reales incurridos en prestar los servicios de producción, transporte y distribución.

Periódicamente se realizan estudios para determinar los costos estándares de la actividad de distribución o valores agregados de distribución. Dichos estudios permiten tener en cuenta la evolución experimentada en los costos, en la tecnología, la existencia de economías de escala, etc. aplicable a las empresas de distribución según su tamaño, ubicación geográfica y cantidad de clientes.

Las tarifas cobradas a los clientes están compuestas por un cargo fijo, cargo por potencia demandada y cargo variable por la energía consumida.

1.2 Objetivos de la tesis

El objetivo principal de la tesis es el realizar una revisión crítica de los esquemas y metodologías empleadas en el proceso de tarificación aplicable en los niveles de subtransmisión y distribución del sector eléctrico chileno, identificando además, las variables y parámetros relevantes en las tarifas aplicadas a los clientes finales regulados para contribuir con recomendaciones que podrían mejorar dichos procesos y con la propuesta de alternativas de tarificación.

1.2.1 Sistemas de tarificación

La bibliografía disponible reconoce como sistemas de tarificación usuales aplicables en las distintas actividades del sector eléctrico los siguientes [Bitu93] [Rud97A]:

1. Tarifa por el costo de servicio

Se define sobre la base del costo del servicio prestado compuesto principalmente por los costos de explotación, costos de conservación de activos y la rentabilidad del capital. Los costos de explotación consideran los costos de operación y mantenimiento de los bienes e instalaciones en servicio, los costos de

conservación consideran la depreciación de los bienes e instalaciones en servicio y la rentabilidad del capital corresponde a un porcentaje sobre el costo de inversión en los bienes e instalaciones en servicio.

El costo del servicio es calculado basándose en datos e informaciones del tipo contable para el período en el cual se fija la tarifa, siendo el principal componente el costo de capital. A su vez el costo de capital es función directa del capital inmobiliario y de la tasa de rentabilidad.

2. Tarifa por el pasivo

Se obtiene a partir del balance de resultados de la empresa concesionaria considerando un costo compuesto por los costos de explotación, costos administrativos, costos financieros, dividendos y royalties. Los costos administrativos consideran los costos relacionados con la supervisión y administración del servicio eléctrico, los costos financieros consideran los intereses pagados y los montos de amortización de los préstamos y financiamientos usados en la formación de los bienes y servicios de electricidad, y los dividendos corresponden al rendimiento de capital.

3. Tarifa por el precio

Esta tarifa se establece en función del precio ofrecido en la propuesta ganadora de una licitación para la concesión del servicio, con reglas de reajuste establecidas en la licitación.

Esta tarifa no asegura una rentabilidad en el negocio.

4. Tarifa al costo marginal

Esta tarifa se determina a partir de un promedio de los costos marginales de cada suministro específico. El costo marginal corresponde al costo necesario para satisfacer el aumento marginal de carga.

Se pueden establecer tarifas a costo marginal de corto y largo plazo. La tarifa de corto plazo corresponde al costo de suministro de una unidad adicional

de demanda para el sistema eléctrico existente y se calcula generalmente para períodos anuales, reajustándose cuando se producen variaciones significativas en él. Por su parte la tarifa de largo plazo corresponde al costo de abastecimiento de una unidad adicional de demanda considerando la expansión del sistema eléctrico, la variación de la calidad del servicio y la política de generación térmica.

5. Tarifa integrada

Se obtiene a partir de la tarifa a costo marginal y considerando los aspectos financieros de la prestación del servicio eléctrico y otros relacionados con la determinación de las tarifas tales como aspectos sociales, operacionales y políticos. Las tarifas a costo marginal son obtenidas considerando el comportamiento de la carga y costos marginales del sistema, incluyendo la generación, transmisión y distribución.

Esta tarifa se le denomina integrada dado que considera los aspectos teóricos y prácticos relacionados con la determinación de la tarifa en forma conjunta.

6. Tarifa por incentivos

Estas tarifas buscan promover el grado de eficiencia en las empresas. Uno de estos modelos es dado por el esquema *price-cap* o *RPI-X* en donde se controlan los precios cobrados por la empresa regulada en vez de sus utilidades. El plan de regulación de los precios requiere que los precios reales promedios de la empresa se reduzcan año tras año en un porcentaje definido y conocido como factor X o ganancia de productividad.

Otro modelo es dado por la tarificación por comparación, en donde la tarifa regulada se establece a partir del estudio de costos de una empresa modelo que es eficiente en su política de inversiones y gestión, prestando un servicio de determinadas características de calidad y seguridad. Esta modalidad se inserta en el modelo vigente de tarificación eléctrica de la distribución en Chile.

1.3 Estructura de la tesis

Para cumplir con los objetivos de la tesis se profundizó en los conceptos, metodologías y herramientas aplicadas en los siguientes temas:

1. Proceso de tarificación aplicable en el sector eléctrico chileno

Se explica en forma básica las metodologías empleadas en el proceso de tarificación aplicable en los distintos niveles del sector eléctrico, es decir, en el nivel de generación-transmisión y distribución, donde la descripción legal de los procesos de tarificación se presenta en la sección de anexos. Además, se determinan las proporciones de los costos incurridos en los distintos niveles para obtener la tarifa final cobrada a los clientes regulados. Finalmente, el autor analiza en relación con el D.F.L1 los objetivos sobre los cuales se estructuró, los criterios generales sobre los cuales fue concebido, en que ha sido exitoso y sus deficiencias.

2. Reconocimiento tarifario de la subtransmisión

Se describe el reconocimiento actual de los costos incurridos en el servicio de subtransmisión, describiendo el esquema tarifario vigente y presentando 4 alternativas de tarificación. Estos esquemas permiten obtener los costos medios de transformación y transporte de la potencia y energía que reflejan los costos incurridos en el servicio de subtransmisión, los cuales al ser adicionados a los precios de la energía y potencia existentes al nivel troncal permiten obtener tarifas cobradas por las empresas que prestan el servicio de subtransmisión. Finalmente, el autor analiza el comportamiento en el tiempo de los cargos bases de transformación y transporte de energía y potencia, comentando además los esquemas de tarificación propuestos.

3. Metodología empleada en el cálculo del valor agregado de distribución y fórmulas de tarifas

Se revisan las bases publicadas por la CNE para el estudio de los valores agregados de distribución realizado en 1996. Además, se propone una alternativa para el cálculo de este valor cuando la actividad de distribución se desagrega en

tareas de distribución y comercialización. Finalmente, el autor analiza las bases y propone algunas modificaciones que permitirían mejorar el proceso.

4. Variables de interés en un estudio de valores agregados de distribución

Se analizan cualitativamente las variables de interés en un estudio de valores agregados de distribución, identificando los ítems de mayor impacto. Finalmente, el autor discute las divergencias generadas en los estudios de los valores agregados realizados en las últimas tres fijaciones tarifarias, contribuyendo con recomendaciones que podrían disminuirlas.

5. Tarifación vigente para las empresas eléctricas concesionarias del servicio público de distribución

Se exponen los elementos básicos y la estructura de la actual política tarifaria. También se estudian y explican las fórmulas tarifarias vigentes aplicables a los suministros de precio regulado efectuados por las empresas concesionarias del servicio público de distribución. Finalmente el autor realiza una comparación entre el decreto anterior y el vigente, discutiendo además, el criterio marginalista empleado en la política tarifaria.

6. Sensibilidad de las tarifas eléctricas aplicables por las empresas concesionarias del servicio público de distribución

Se realizan las siguientes actividades para establecer las variables y parámetros relevantes en los cargos a partir de los cuales se determinan los de mayor impacto sobre las opciones tarifarias BT1, BT2 y AT3:

- a) En cada uno de los cargos se clasifican las variables y parámetros según su incidencia directa o indirecta sobre éste.
- b) Se estima el grado de influencia de las variables y parámetros en los distintos cargos por medio de constantes que relacionan la variación porcentual experimentada en los cargos ante una alteración del valor de una variable o parámetro.

- c) Cada variable y parámetro se clasifica según su grado de influencia sobre los cargos.
- d) Se determinan las variables y parámetros que impactan en forma relevante los distintos cargos, las cuales son analizadas en detalle.
- e) A partir de las variables y parámetros relevantes en los cargos, se establecen cuáles de éstas influyen en mayor grado sobre las opciones tarifarias BT1, BT2 y AT3.
- f) Se establecen las entidades que determinan las variables y parámetros que más inciden sobre los distintos cargos.
- g) Estudio de influencias de los parámetros que representan las horas de uso sobre los cargos.

Finalmente, se estudia el comportamiento de variables y parámetros relevantes en función de las áreas típicas de consumo. A partir de lo anterior, el autor propone un estudio que considere, además de los valores agregados de distribución, el cálculo de los parámetros y variables relevantes.

II. PROCESO DE TARIFICACIÓN APLICABLE EN EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO

2.1 Introducción

En el Artículo 90° del Decreto con Fuerza de Ley N°1, en adelante D.F.L1, se indican como suministros de energía eléctrica sujetos a fijación de precios los siguientes:

1. 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.
2. Los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 2.000 kilowatts efectuados desde las 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.

Los suministros a que se refieren los números 1 y 2 anteriores pueden ser contratados a precios libres² cuando ocurra alguna de las siguientes circunstancias:

² Los precios libres son precios fijados de común acuerdo entre las empresas y sus clientes.

1. Cuando se trate de un servicio por menos de doce meses.
2. Cuando se trate de calidades especiales de servicio a que se refiere el inciso segundo del Artículo 79°³.
3. Cuando el momento⁴ de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 megawatts-kilómetro.

El Artículo 92° señala que los precios máximos de los servicios regulados son calculados por la Comisión Nacional de Energía, en adelante CNE, de acuerdo a procedimientos⁵ que son detallados posteriormente.

En los sistemas eléctricos con tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación se distinguen dos niveles de precios sujetos a fijación:

1. Precios al nivel de generación-transmisión

Se denominan *precios de nudo* y se definen para todas las subestaciones de generación-transmisión desde las cuales se efectúan los suministros. Dichos

³ En el Artículo 79° se plantea que los usuarios no pueden exigir calidades especiales de servicio por sobre los estándares que se establezcan a los precios fijados, siendo de la exclusiva responsabilidad de aquellos que lo requieran el adoptar las medidas necesarias para lograrlas.

⁴ Se entiende por momento de carga el producto entre la potencia conectada del usuario (medida en megawatts) y la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación de distribución primaria (medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas).

⁵ Dichos procedimientos son establecidos en el D.F.L1 y fijados mediante Decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

precios tienen dos componentes: *precio de la energía* y *precio de la potencia de punta*⁶.

2. Precios al nivel de distribución

Se determinan 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 (VAD).

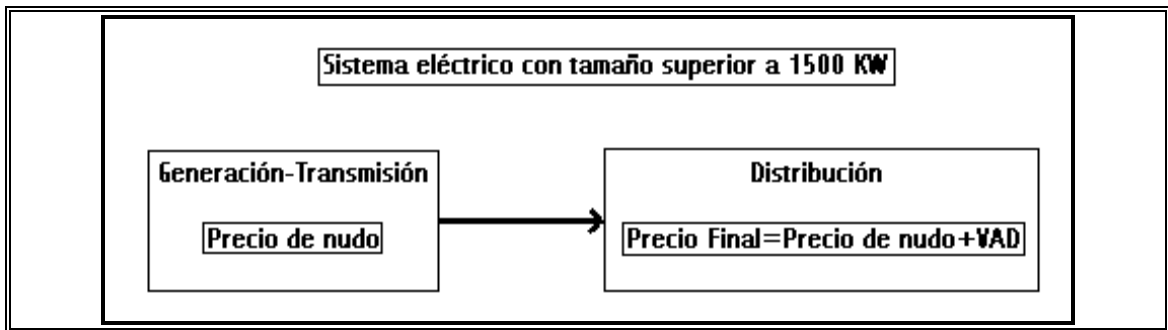


Figura 2.1: Nivel de precios en sistemas eléctricos con tamaño superior a 1.500 [kW]

A los suministros indicados en los números 1 y 2 del Artículo 90° se les aplican los precios al nivel de distribución. Por su parte los suministros indicados en el número 3 se les aplica el precio de nudo cuando éste se efectúa a partir de las instalaciones de generación-transmisión de la empresa que efectúa la venta, o bien, el precio al nivel de distribución si el suministro se efectúa a partir de las instalaciones de distribución de la empresa que efectúa la venta.

Por medio del cálculo de las tarifas eléctricas presentadas en los Decretos Tarifarios la CNE en la práctica ha desglosado el segmento de generación-transmisión en dos subsistemas:

⁶ Esto se debe a que el servicio eléctrico entrega dos productos, energía y potencia de punta.

1. Sistema de transmisión troncal

Constituido por las líneas y subestaciones que unen los centros de generación con los de distribución en la más alta tensión, es decir, en niveles de 154, 220 y 500 kV.

2. Sistema de subtransmisión

Constituido por la infraestructura que permite conectar el sistema de transmisión troncal con el sistema de distribución que opera en tensiones inferiores a los 23 kV. Es por lo anterior que se puede decir que el sistema de la subtransmisión se encuentra compuesto por las líneas que van desde los 220 a los 23 kV.

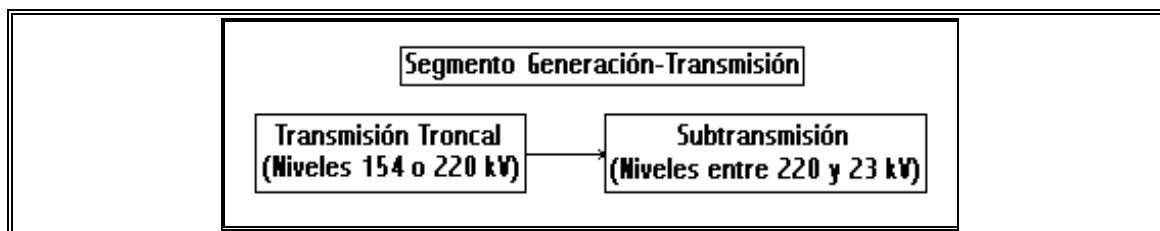


Figura 2.2: Desglose del segmento Generación-Transmisión

La finalidad de este capítulo es revisar en forma básica las metodologías empleadas en el proceso de tarificación aplicable en los distintos niveles del sector eléctrico, es decir, al nivel de generación-transmisión y distribución. La descripción legal de estos procesos se presenta en el *ANEXO A: Aspectos legales que rigen la política tarifaria chilena*. Además, se persigue determinar la proporción de los costos incurridos en los distintos niveles del sector eléctrico en los precios unitarios finales de energía y potencia. Finalmente, el autor analiza en relación con el D.F.L1 los objetivos sobre los cuales se estructuró, los criterios generales sobre los cuales fue concebido, en que ha sido exitoso y sus deficiencias.

2.2 Esquema vigente de la tarificación al nivel generación-transmisión

La legislación vigente establece en su Artículo 97° que los precios de nudo deben reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro al nivel generación-transmisión para los usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Por su naturaleza estos precios están sujetos a fluctuaciones que derivan de situaciones tales como variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de los combustibles, en el tipo de cambio (US\$) y otros. Es importante mencionar que este precio constituye la señal más estable para el cliente o inversionista, siendo además coherente y equivalente con la señal variable instantánea del costo marginal en el largo plazo [Agui96].

Los precios de nudo deben ser fijados semestralmente en los meses de Abril y Octubre de cada año, calculados por medio del siguiente procedimiento definido en el Artículo 99° del D.F.L1:

1. Sobre la base de una previsión de demandas de potencia de punta y energía del sistema eléctrico para los siguientes 10 años, las instalaciones existentes y en construcción se determina el programa de obras de generación y transmisión que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento⁷ durante el período de estudio.
2. Con el plan de obras definido anteriormente y considerando básicamente la demanda de energía, los stocks de agua en los embalses, los costos de operación de las instalaciones, los costos de racionamiento y una tasa de actualización de un 10 % se determina la operación del sistema eléctrico que minimiza la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento durante el período de estudio.

⁷ Por costo de racionamiento se entiende el costo por kilowattthora incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía y tener que generarla con generadores de emergencia. Este costo se calcula como valor único y debe ser representativo de los déficit más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.

Para la operación del sistema definida anteriormente se calculan los *costos marginales de energía* del sistema incluida la componente de racionamiento en los primeros meses de operación, con un mínimo de 24 y un máximo de 48 meses, promediándose los valores obtenidos con factores de ponderación correspondientes a las demandas actualizadas de energía durante ese periodo. El valor así obtenido se denomina *precio básico de la energía*.

3. Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, calculándose el *costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada* con este tipo de unidades. Este valor se incrementa en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórica⁸ del sistema eléctrico. El valor resultante del procedimiento anterior se denomina *precio básico de la potencia de punta*.
4. Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un *factor de penalización de energía* que multiplicado por el precio básico de la energía determina el *precio de la energía en la subestación* respectiva.
5. Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un *factor de penalización de potencia de punta* que multiplicado por el precio básico de la potencia de punta determina el *precio de la potencia de punta en la subestación* respectiva.
6. El cálculo de los factores de penalización de la energía y de potencia de punta se efectúan considerando las *pérdidas marginales de transmisión de energía y potencia de punta* para el sistema de transmisión operando con un nivel de carga tal que dicho sistema esté económicamente adaptado.

⁸ Es el mínimo equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta con una seguridad determinada dadas las características de las unidades generadoras existentes en el sistema eléctrico.

7. Todos los costos utilizados deben ser expresados a los precios existentes en los meses de Marzo o Septiembre según se trate de la fijación de precios de Abril u Octubre del año en que se efectúa la fijación.

Dentro de los primeros 15 días de Marzo y Septiembre de cada año la CNE debe poner en conocimiento de las empresas de generación y transmisión que efectúan ventas sometidas a fijación de precios, así como de los Centros de Despacho Económico de Carga, en adelante CDEC⁹, un informe técnico del cálculo de precios de nudo según el procedimiento anterior que además, justifique y explique la previsión de la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico, el programa de obras de generación-transmisión existentes y futuras, los costos de combustibles, costos de racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes, la tasa¹⁰ de actualización utilizada en los cálculos, los valores resultantes para los precios de nudo y las fórmulas de indexación que se aplicarán. Por su parte las empresas deben comunicar antes del 31 de Marzo y 30 de Septiembre de cada año su conformidad o sus observaciones al informe técnico elaborado. En forma conjunta al informe técnico las empresas deben comunicar a la CNE 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 precios.

La CNE es libre de aceptar o rechazar en forma total o parcial las observaciones de las empresas, sin embargo, los precios de nudo definitivos no pueden diferir en más del 10 % de los precios libres. El procedimiento de comparación entre el precio de nudo determinado y los precios libres es el siguiente (Art. 101° del D.F.L1):

⁹ Coordina la operación del sistema eléctrico de tal forma de preservar la seguridad de servicio, garantizar la operación a mínimo costo para el conjunto de las instalaciones del sistema y el derecho de servidumbre por parte de las entidades generadoras sobre líneas de transporte a terceros.

¹⁰ Según el Artículo 100° del D.F.L1 la tasa de actualización corresponde a un 10 % real anual.

1. A partir del precio medio efectivo de cada suministro no sometido a fijación de precio se calcula un promedio considerando como factor de ponderación la energía facturada correspondiente a cada suministro.
2. A partir del precio medio teórico de cada suministro no sometido a fijación de precio resultante de aplicar los precios de nudo se calcula un promedio considerando como factor de ponderación la energía facturada correspondiente a cada suministro.
3. Si el promedio de precios calculados en 2 no difiere en más del 10 % del promedio calculado en 1 los precios de nudo son aceptados. En caso contrario, la CNE multiplica todos los precios de nudos por un coeficiente único de modo de alcanzar el límite más próximo (superior o inferior de la banda del 10 %).

Antes del 15 de Abril y 15 de Octubre de cada año la CNE debe informar al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y a las empresas eléctricas que correspondan, los precios de nudo y las fórmulas de indexación conjuntamente con un informe técnico que debe contener el informe de cálculo de los precios de nudo, las modificaciones después de realizado el procedimiento de comparación de los precios de nudo con los precios libres y las observaciones realizadas por las empresas. Finalmente el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción publica en el Diario Oficial los precios de nudo y fórmulas de indexación a más tardar el 30 de Abril y el 31 de Octubre de cada año.

Una vez vencido el período de vigencia de las tarifas de nudo y mientras no sean fijadas las del período siguiente, éstas pueden ser reajustadas por las empresas eléctricas de generación-transmisión según el Índice de Precios al Consumidor (IPC) medido desde dicha fecha previa publicación con 15 días de anticipación en un diario de circulación nacional.

Dentro del período de vigencia de la última fijación semestral los precios de nudo deben reajustarse cuando el precio de la potencia de punta o de la energía resultante de aplicar las fórmulas de indexación experimenta una variación acumulada superior al 10 %, en cuyo caso la CNE cuenta con un plazo de 15 días, contados a partir del último día del mes en que se registró la variación, para calcular

e informar a las empresas de generación-transmisión los nuevos valores de los precios de nudo que resulten de aplicar la fórmula de indexación correspondiente. Luego, las empresas que efectúan suministros desde las instalaciones de generación-transmisión pueden aplicar a los suministros que correspondan los precios reajustados previa publicación de dichos valores con 15 días de anticipación en un diario de circulación nacional.

2.2.1 Esquema vigente de la tarificación de la transmisión troncal

Como se mencionó anteriormente el sistema de transmisión troncal se encuentra compuesto por las líneas y subestaciones que unen los centros de generación con los de distribución en la más alta tensión.

En cada tramo del sistema de transmisión los retiros e inyecciones de la potencia y energía son valorados al costo marginal, con lo cual queda un saldo al transmisor que se denomina Ingreso Tarifario, en adelante IT, el cual da cuenta de los costos variables de transporte derivados de las pérdidas marginales entre dos puntos. Esto se debe a por medio de la multiplicación de los factores de penalización, calculados para cada subestación troncal, por el precio básico permite obtener el precio de la energía y de la potencia de punta en cada subestación del sistema.

Generalmente el IT es positivo debido a que el costo marginal en la barra receptora es mayor que el costo marginal en la barra de inyección¹¹ en la proporción de las pérdidas marginales de transmisión en el tramo cuando no existen limitaciones en el flujo transitado o en una mayor proporción si las existieran [Casa97]. Finalmente se puede entender por IT la cantidad que percibe el propietario de las líneas y subestaciones involucradas por las diferencias que se producen en la

¹¹ Esto no siempre se da debido a que los flujos de potencia son dinámicos a lo largo de los días y estaciones del año.

aplicación de los costos marginales de electricidad que rigen en los distintos nudos del área de influencia¹² respecto de los retiros e inyecciones de potencia y energía.

Esquemáticamente la transmisión troncal puede representarse de la siguiente forma:

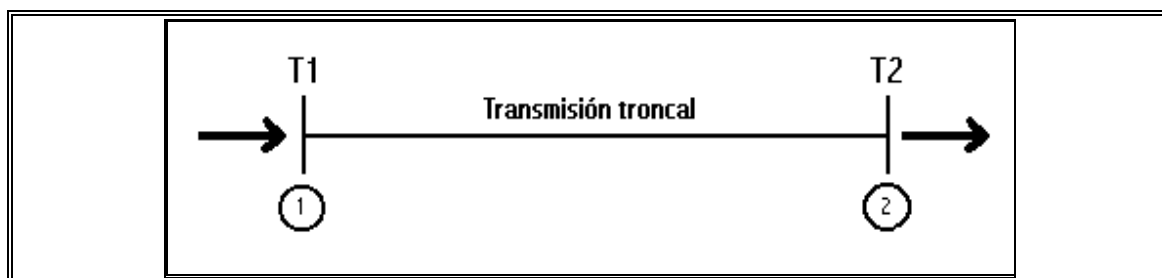


Figura 2.3: Esquema de la transmisión troncal

donde:

T1: Flujo desde la barra emisora (inyección).

T2: Flujo en la barra receptora (retiro).

La expresión por medio de la cual se calcula el IT incluye los ingresos resultantes del proceso de transmisión de la potencia de punta y de la energía transportada:

$$IT = (T2_p \cdot Cmg_{2P} - T1_p \cdot Cmg_{1P}) + \sum_h (T2_h \cdot Cmg_{2h} - T1_h \cdot Cmg_{1h})$$

donde:

¹² Se entiende por área de influencia el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico, directa y necesariamente afectadas por la inyección de potencia y energía de una central generadora.

h : Horas.

P : Horas de punta.

Cmg : Costo marginal.

Hoy en día se reconoce la existencia de economías de escala en la transmisión [DelS91] [Moli96] [Salv90], es decir, los costos marginales se encuentran por debajo de los costos medios. Este hecho impide que una tarificación a costo marginal cubra los costos totales incurridos en prestar el servicio, situación por la cual la legislación considera un pago adicional por el uso de las instalaciones que permita suplir dichos costos. Es por lo anterior que, dado que el IT permite pagar las pérdidas medias y parte de los costos de inversión, mantención y operación del sistema, se requiere de un pago adicional conocido como peaje, el cual se divide en un *peaje básico* y en un *peaje adicional*, para suplir los costos totales.

Cuando una central generadora esta conectada a un sistema eléctrico cuyas líneas y subestaciones en su área de influencia pertenecen a un tercero, se entiende que el propietario de la central hace uso efectivo de las instalaciones independientemente del lugar y de la forma en que se comercializan los aportes de potencia y energía que aquella efectúa, por lo cual debe pagar los peajes a su dueño.

En el Artículo 51°C del D.F.L1 se define el peaje básico como la cantidad resultante de sumar las anualidades correspondientes a los costos de operación, mantención e inversión en las líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas en un área de influencia, deducido el IT anual. A este efecto dicho ingreso se estima para un período de 5 años sobre la base de los precios de nudo vigentes a la fecha de determinación del peaje y de condiciones normales de operación esperadas. Este peaje se paga 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. El pago de las anualidades del peaje básico da derecho al propietario de la central generadora a retirar electricidad sin pagos adicionales en todo los nudos del sistema ubicados dentro de su área de influencia y en todos los nudos desde los cuales en condiciones

típicas de operación del sistema se producen transmisiones físicas netas¹³ hacia el área de influencia.

A su vez el peaje adicional se incurre cuando el propietario de la central desea retirar electricidad en otros nudos que se encuentran fuera de su área de influencia. En este caso el propietario de la central conviene peajes adicionales con los propietarios de las líneas y subestaciones involucradas. Este pago le da derecho a retirar electricidad sin pagos adicionales en todos los nudos desde los cuales en condiciones típicas de operación del sistema se producen transmisiones típicas netas hacia los nudos cubiertos por los peajes adicionales.

La finalidad del cobro de peajes e IT es permitir a los propietarios de las líneas de transmisión cubrir los costos de operación y mantenimiento, en adelante COyM, más las anualidades del valor nuevo de reemplazo, en adelante AVNR, que se calcula sobre la base de una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 10 %. De lo anterior se desprende que el peaje se define como el saldo que falta para recuperar la AVNR y los COyM descontado el IT, es decir:

$$\boxed{PEAJE = AVNR + COyM - IT}$$

El cálculo de los peajes y sus fórmulas de reajuste son propuestos por el propietario de las líneas y subestaciones involucradas al interesado en hacer uso de ellas. Esta proposición debe ir acompañada de un informe en el cual se justifique el valor de los peajes que se proponen y ser presentados al interesado dentro de los 60¹⁴ días siguientes a la respectiva solicitud destinada a obtener un acuerdo sobre el valor del peaje. Por su parte el interesado puede realizar observaciones a la proposición y al informe dentro de los 30 días siguientes a la presentación de éstos, en caso contrario, se entiende que el interesado acepta la proposición y el valor de los peajes. Al existir observaciones las partes cuentan con 30 días para convenir el monto de los

¹³ Se entiende por transmisiones netas la transmisión media de energía a lo largo de un año calendario.

¹⁴ Este plazo será de 30 días en el caso de los peajes adicionales.

peajes, sino se llega a un acuerdo cualquiera de las partes puede solicitar la fijación de los peajes y su reajustabilidad al tribunal arbitral compuesto por tres¹⁵ árbitros designados. Finalmente el tribunal arbitral actúa en calidad de arbitrador y falla en una única instancia, tomando sus acuerdos por simple mayoría y emitiendo el fallo dentro de los 180 días siguientes a la fecha de designación del tercer arbitro, plazo que puede ampliarse hasta en 30 días.

2.2.2 Esquema vigente de la tarificación de la subtransmisión

A diferencia del esquema de tarificación aplicado en la transmisión troncal las inversiones, costos de operación y mantenimiento y las pérdidas incurridas en el sistema de subtransmisión han sido reconocidos por la CNE [MFR97A] [MFR97O] [MFR98A] por medio de la aplicación de recargos medios de transformación y transmisión de potencia y energía. Dichos recargos son calculados a partir de los siguientes cargos bases:

- CBTE : Cargo base por transformación de energía (%).
- CBTP : Cargo base por transformación de potencia (\$/kW/mes).
- CBLE : Cargo base por transporte de energía (%/km).
- CBLP : Cargo base por transporte de potencia (\$/kW/mes/km).

El cálculo de los costos de transformación y transporte se realiza a través del empleo de un modelo matemático que busca la solución óptima técnica y económica de transporte y transformación conjunta entre dos puntos singulares del sistema [CNE93D]. El cálculo se desarrolla en tres etapas:

¹⁵ Los árbitros son tres, uno por cada una de las partes y un tercero que deberá ser abogado, elegido por los dos primeros de común acuerdo, y en caso de desacuerdo, por la justicia ordinaria.

Etapa 1

Se diseñan las subestaciones y líneas de subtransmisión típicas a emplear en la modelación del sistema real, determinando además los costos de inversión, mantención, operación y pérdidas de energía y potencia para las instalaciones, suponiendo un uso óptimo de ellas.

Etapa 2

Se recopila información relativa a los niveles de consumo en las subestaciones de la red troncal y al uso de los sistemas de subtransmisión por medio del conocimiento de la potencia y energía transferidas.

Etapa 3

Se confeccionan los cuadros de costos de transporte por kilómetro de línea, y costos de transformación por nivel de tensión en cada una de las subestaciones de la red troncal de los distintos sistemas interconectados.

El modelo requiere como información los costos de falla, la probabilidad de ocurrencia de éstas, el crecimiento anual de la demanda, los factores de carga y de potencia, los porcentajes que significan los costos de operación y mantención del total de la inversión en líneas y subestaciones, etc.

El esquema de tarificación de la subtransmisión es analizado en detalle en el *Capítulo III: Reconocimiento tarifario de la Subtransmisión*.

2.3 Esquema vigente de la tarificación al nivel de distribución

La Ley vigente plantea que la estructura de precios al nivel de distribución debe considerar los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución y un valor agregado por concepto de costos de distribución, adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de dichos valores de tal modo que el precio resultante de suministro corresponda al

costo de utilización por parte del usuario de los recursos al nivel de generación-transmisión y distribución empleados.

El valor agregado por concepto de costos de distribución se basa en una empresa modelo y considera las principales componentes del negocio de la distribución agrupadas en:

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

Las componentes anteriores se calculan para un determinado número de áreas típicas de distribución, sobre la base de estudios de costos encargados a empresas consultoras por la CNE y por las empresas concesionarias del servicio público de distribución.

El estudio de los VAD se inicia con el cálculo de los VNR en el año anterior al que corresponda efectuar la fijación de las fórmulas tarifarias. Dicho cálculo es realizado en forma conjunta por la Superintendencia de Electricidad y Combustible y las empresas (Art. 118° del D.F.L1).

Antes de 6 meses del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias, la CNE pone en conocimiento de las empresas concesionarias del servicio de distribución las bases sobre las cuales se realiza el estudio de los VAD (incluyen la definición de las áreas típicas de distribución) y acuerda con ellas las empresas consultoras calificadas para realizar el estudio (Art. 111° del D.F.L1). Además la CNE selecciona la o las empresas reales que sirven de base para determinar la empresa modelo que presta el servicio de distribución en cada una de las áreas típicas.

Las empresas concesionarias del servicio público de distribución contratan en forma individual o como conjunto el mismo estudio de costos a una empresa consultora elegida de la lista de empresas acordadas por la CNE. El estudio de VAD se determina para cada área típica y se realiza sobre la base de un estudio de costos de una empresa modelo que se supone que opera en el país, presta un servicio con determinados estándares de calidad y seguridad, es eficiente en su gestión y política de inversiones como en la operación y mantención de ellas. La CNE puede revisar él o los estudios encargados por las empresas, sin embargo, efectúa las correcciones a que dio lugar la revisión previa conformidad con las empresas. Al no existir acuerdo, prima el criterio de las empresas (Art. 107° del D.F.L1).

La CNE calcula para cada área típica el promedio aritmético ponderado de los valores agregados resultantes de los estudios, en el cual los coeficientes son $\frac{2}{3}$ para los que resulten del estudio encargado por la CNE y un $\frac{1}{3}$ 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 en forma individual por las empresas.

Con los valores agregados anteriores y los precios de nudo que correspondan la CNE estructura un conjunto de tarifas básicas preliminares. Si dichas tarifas permiten al conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias obtener una tasa de actualización antes de impuestos a las utilidades que no difiera en más de cuatro puntos de la tasa del 10 %, los valores agregados ponderados son aceptados. En caso contrario, los valores son ajustados en forma proporcional de modo de alcanzar el límite más próximo (ya sea inferior o superior). Una vez aceptados los valores agregados son corregidos para cada empresa distribuidora de modo de descontarles la proporción del VNR de las instalaciones aportadas por terceros. Al valor resultante se le adiciona la anualidad necesaria para renovar dichos aportes obteniendo los valores agregados definitivos para cada área típica de distribución de cada empresa. Finalmente con los valores agregados definitivos la CNE estructura fórmulas indexadas que expresan las tarifas en función de los precios de nudo y de los índices de precios de los principales insumos de la distribución.

Finalmente antes de 15 días del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias la CNE informa al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción las fórmulas tarifarias para el período siguiente (Art. 112°) quien las fija mediante publicación en el Diario Oficial antes del término de vigencia de las tarifas (Art. 113°).

Las fórmulas tarifarias obtenidas tienen un período de vigencia de cuatro años a no ser que en el intertanto se produjera una variación acumulada del Índice de Precios al Consumidor (IPC) superior al 100 % o bien que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades para el conjunto de las empresas distribuidoras difiera en más de cinco puntos de la tasa del 10 % (Art. 114°). En estos casos la CNE efectúa un nuevo estudio, salvo que las empresas concesionarias y la CNE acuerden en forma unánime ajustar la fórmula original.

En la Figura 2.4 se puede apreciar el proceso a través del cual se obtiene el valor agregado y la tarifa final:

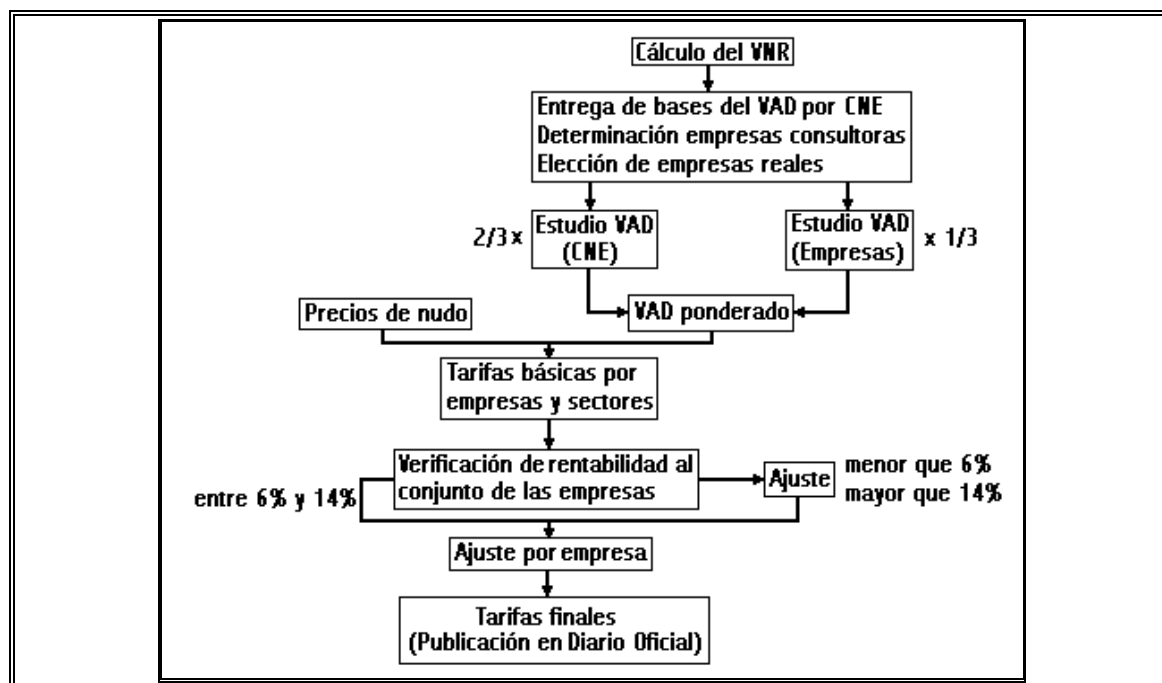


Figura 2.4: Determinación del VAD y tarifas finales

El estudio de costos a través del cual se establecen los valores agregados de distribución se analiza en detalle en el *Capítulo IV: Metodología empleada en el cálculo del valor agregado de distribución y fórmulas de tarifas*. Por su parte las tarifas vigentes aplicables por las empresas concesionarias del servicio público de distribución se presentan en el *Capítulo VI: Tarifación vigente para las empresas eléctricas concesionarias del servicio público de distribución*.

2.4 Asignación de los precios unitarios de energía y potencia de punta en los distintos niveles del sector eléctrico

Para estudiar la asignación de los precios unitarios de energía y potencia en los distintos niveles del sector eléctrico se calculó las tarifas eléctricas aplicables por una empresa concesionaria del servicio público de distribución.

Basado en el Decreto Tarifario N° 300 ¹⁶ publicado en el Diario Oficial N° 35.799 del Miércoles 25 de Junio de 1997 y en el Decreto N° 637 ¹⁷ publicado en el Diario Oficial N°35.905 del Viernes 31 de Octubre de 1997, se calcularon las tarifas eléctricas aplicables por la empresa concesionaria Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A (CONAFE).

Para facilitar la presentación de los resultados se consideraron los siguientes niveles del sector eléctrico:

1. Nivel generación-transmisión troncal.
2. Nivel de subtransmisión.

¹⁶ Fija las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros de precio regulado por las empresas concesionarias de servicio público de distribución.

¹⁷ Fija los precios de nudo, su fórmula de indexación y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad a que se refiere el número 3 del artículo 90° del D.F.L1 de 1982, que se efectúen desde las subestaciones de generación-transmisión.

3. Nivel de distribución.

La metodología empleada en el proceso de asignación de los precios de la energía y potencia de punta para las distintas opciones tarifarias en los niveles anteriormente mencionados es detallada en el *ANEXO B: Metodología de asignación de los precios de energía y potencia de punta en los distintos niveles del sector eléctrico*.

La distribución de los precios unitarios de la energía y de la potencia de punta aplicados al nivel de distribución en los distintos niveles del sector eléctrico se presenta a continuación.

2.4.1 Desglose del precio de la energía

En la asignación del precio de la energía se deben considerar los siguientes casos:

1. Opción tarifaria BT1a

Para su cálculo considera los precios equivalentes¹⁸ de la energía y potencia, factores de expansión de pérdidas de energía y potencia, costo de distribución en baja tensión y número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del Sistema Interconectado y del Sistema de Distribución respectivamente.

2. Resto de las opciones tarifarias aplicables en baja tensión

Para su cálculo se considera el precio equivalente de la energía y los factores de expansión de pérdidas de energía en alta y baja tensión.

¹⁸ Se entiende por precio equivalente el precio de nudo en el punto de conexión de las instalaciones de distribución (alta tensión de distribución).

3. Opciones tarifarias aplicables en alta tensión

Para su cálculo se considera el precio equivalente de la energía y el factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión.

Los resultados obtenidos para los precios de la energía de la opción tarifaria BT1a se aprecian en la Figura 2.5:

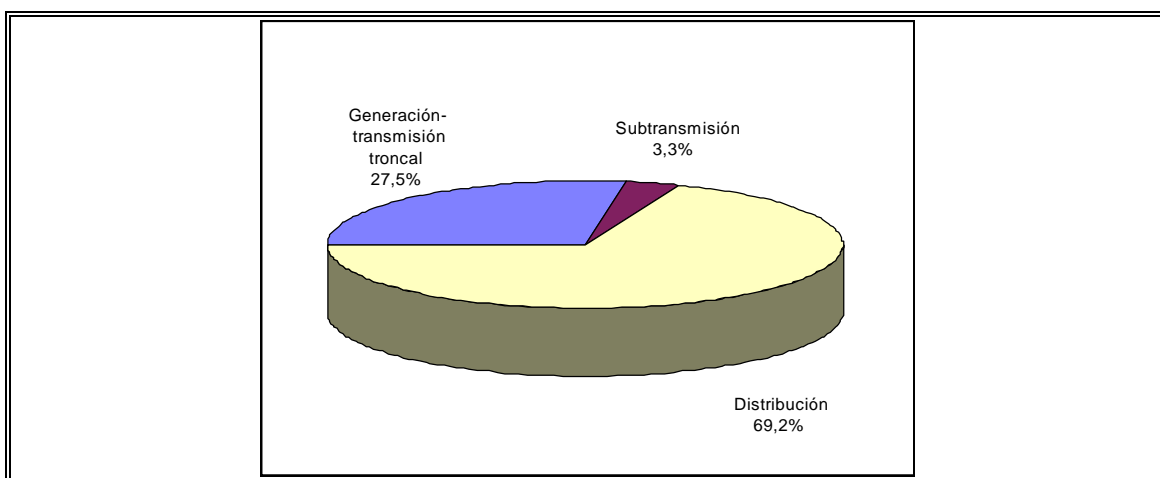


Figura 2.5: Cargo por energía en la opción BT1a

La Figura 2.5 nos muestra que el precio de la energía se asigna principalmente a la distribución, alcanzando cerca del 70 % del total. Esto se debe a que la fórmula a través de la cual se obtiene el precio unitario de la energía en la opción tarifaria BT1a considera los costos incurridos en dar energía (pérdidas) y potencia (instalaciones).

En la Figura 2.6 se aprecia la asignación del precio de la energía aplicable al resto de las opciones tarifarias de baja tensión:

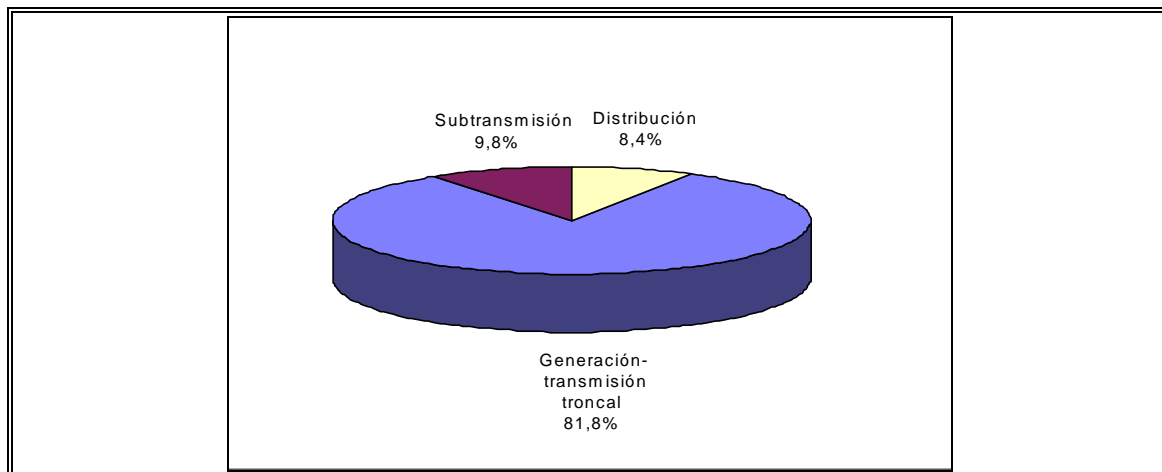


Figura 2.6: Cargo por energía en las opciones BT2-BT3-BT4.1-BT4.2-BT4.3

La Figura 2.6 nos muestra que el precio de la energía se asigna principalmente al nivel de generación-transmisión troncal, constituyendo cerca del 82 % del total. Esto se debe a que la energía en los niveles de subtransmisión y distribución agregan sólo costos por concepto de pérdidas de transmisión y transformación.

En la Figura 2.7 se aprecia la asignación de la energía en las opciones tarifarias aplicables en alta tensión:

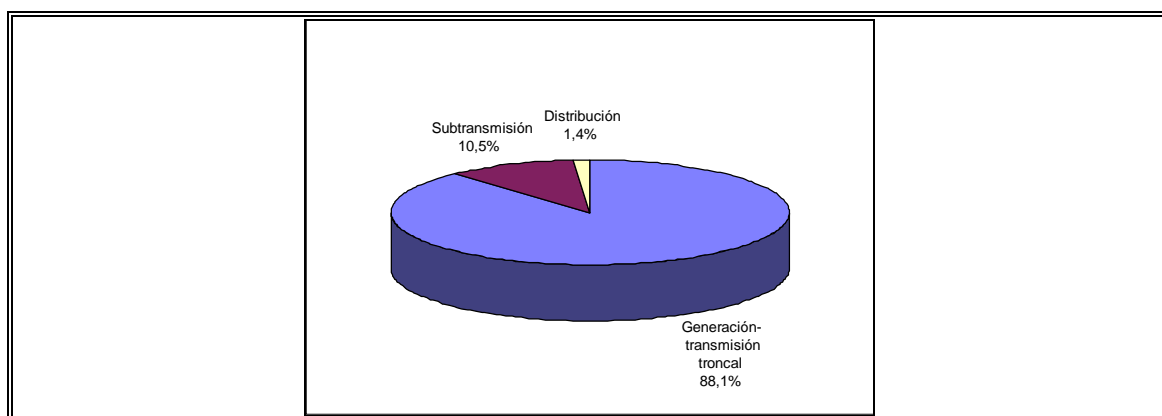


Figura 2.7: Cargo por energía en las opciones AT2-AT3-AT4.1-AT4.2-AT4.3

La Figura 2.7 nos muestra que el precio de la energía se asigna principalmente al nivel de generación-transmisión troncal, llegando a constituir cerca del 88 % del total. Es válido el análisis del cargo por energía aplicable en las opciones de baja tensión para explicar la asignación de los costos en los distintos niveles en las opciones aplicables en alta tensión.

2.4.2 Desglose del precio de la potencia de punta

El desglose del precio de la potencia de punta en los distintos niveles se puede analizar para las opciones tarifarias aplicables en alta y baja tensión.

En la Figura 2.8 se aprecia la asignación del precio de la potencia de punta en las opciones tarifarias aplicables en baja tensión:

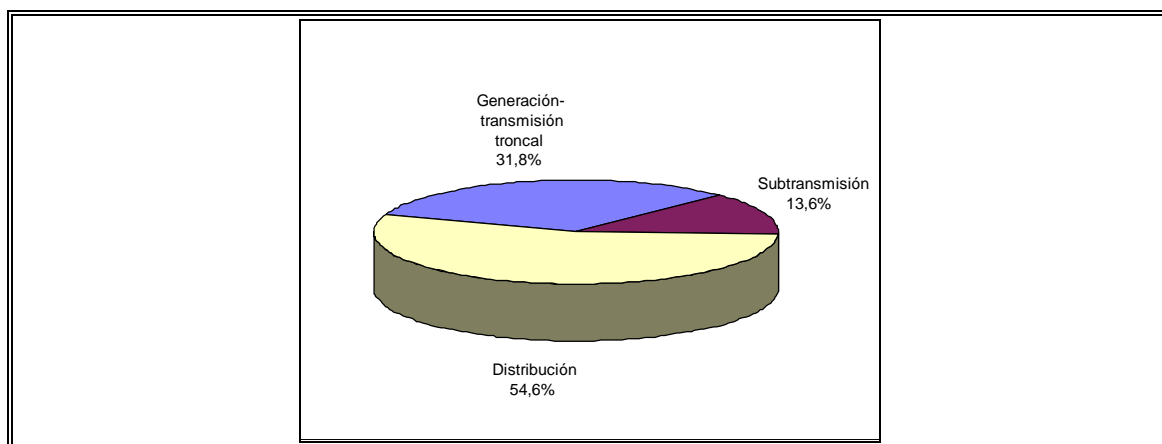


Figura 2.8: Cargo por potencia en opciones BT2-BT3-BT4.1-BT4.2-BT4.3

La Figura 2.8 nos muestra que el precio de la potencia de punta se asigna principalmente al nivel de distribución, llegando a constituir cerca del 55 % del total. Esto se debe a que los costos por inversiones y operación y mantenimiento de la red de distribución se asignan en su totalidad a la potencia, los cuales son comparativamente mayores a los empleados en los otros niveles.

En la Figura 2.9 se aprecia la asignación del precio de la potencia de punta de las opciones tarifarias aplicables en alta tensión:

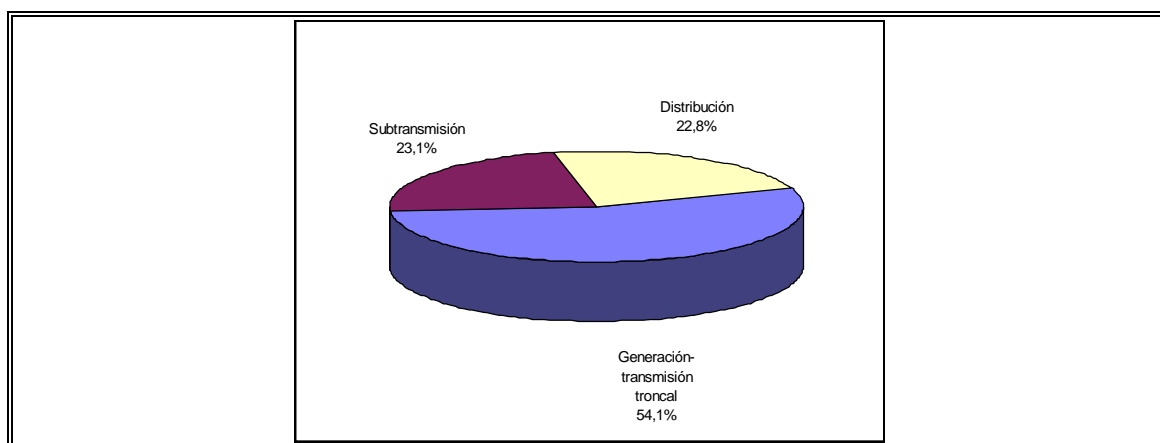


Figura 2.9: Cargo por potencia en opciones AT2-AT3-AT4.1-AT4.2-AT4.3

La Figura 2.9 nos muestra que el precio de la potencia de punta se asigna principalmente al nivel de generación-transmisión troncal, llegando a constituir cerca del 54 % del total. Esto se justifica dado que al nivel de distribución se consideran sólo los costos de inversión, operación y mantenimiento empleados en las redes de alta tensión.

2.5 Resumen

Los precios al nivel generación-transmisión se conocen como precios de nudos y son calculados en forma semestral mediante un procedimiento definido en la Ley (Art. 99° del D.F.L1). Dichos precios deben reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro al nivel generación-transmisión para los usuarios permanentes de muy bajo riesgo.

La tarificación al nivel de transmisión troncal reconoce la existencia de economías de escala en la transmisión, hecho que impide una tarificación a costo

marginal. Es por lo anterior que al ingreso tarifario, obtenido de la diferencia marginal del precio de la energía y potencia entre los nudos de inyección y retiro, se le debe adicionar el pago de peajes básicos y adicionales, según corresponda, para cubrir los costos totales incurridos en prestar el servicio.

El reconocimiento de los costos incurridos en prestar el servicio de la subtransmisión se realiza a través de recargos medios de transformación y transporte de potencia y energía que representan los costos en las etapas de transformación y transporte entre las subestaciones principales de la red troncal y las subestaciones primarias de distribución.

Los precios al nivel de distribución consideran los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución y un valor agregado por concepto de costos de distribución. Este valor agregado se calcula cada 4 años a través de un estudio de costos que establece las principales componentes del negocio y que se basa en una empresa modelo eficiente en su gestión, política de inversiones y que cuenta con instalaciones adaptadas a la demanda.

La asignación del precio de la energía en los distintos niveles del sector eléctrico considera los siguientes casos:

1. Opción tarifaria BT1a

Esta opción considera los costos por energía y potencia. Su valor es determinado principalmente por los costos asociados a la distribución.

2. Resto de las opciones tarifarias aplicables en alta y baja tensión

Es determinado principalmente por los costos asociados al nivel generación-transmisión troncal.

La asignación del precio de la potencia de punta en los distintos niveles del sector eléctrico considera los siguientes casos:

1. Opciones tarifarias aplicables en baja tensión

Es determinado principalmente por los costos asociados a la distribución.

2. Opciones tarifarias aplicables en alta tensión

Es determinado principalmente por los costos asociados al nivel de generación-transmisión troncal.

2.6 Comentarios

Los objetivos principales sobre los cuales se estructuró el D.F.L1 son los siguientes [CNE89A]:

1. Establecer un conjunto de reglas lo más claras y objetivas posible que constituyan un marco adecuado para la instalación y funcionamiento de las empresas eléctricas, ello con el propósito de lograr un desarrollo eficiente y estable del sector e incentivar la participación del capital privado.
2. Otorgar a la autoridad los instrumentos de control necesarios y suficientes que permitan un funcionamiento racional del sector privado.
3. Eliminar la burocracia en el sector por medio de suprimir controles y regulaciones excesivas que entorpezcan el funcionamiento y desarrollo del sector.

A su vez los criterios generales bajo las cuales el D.F.L1 fue concebido son los siguientes [CNE89A]:

1. El criterio básico es tender al establecimiento de condiciones de competencia en el sector, reservando la acción reguladora del estado sólo para aquellas actividades que poseen características de monopolio natural (transmisión y distribución). Esta acción reguladora debe efectuarse a través de mecanismos lo más objetivos posibles y eficientes en cuanto a la asignación de los recursos.
2. Funcionamiento libre en el campo de la generación y la transmisión, excepto en el precio de la venta de energía a empresas concesionarias de distribución. Las disposiciones de la Ley deben facilitar la competencia en este campo.

3. Funcionamiento regulado sobre la base de normas objetivas y eficientes en el campo de la distribución en las zonas de concesión. Las disposiciones de la Ley deben establecer las obligaciones y derechos de las empresas concesionarias.

Considerando los objetivos y criterios bajo los cuales fue concebido el D.F.L1 el autor considera que la aplicación de él ha sido exitosa en el sentido que:

1. Ha logrado establecer en forma objetiva y clara las reglas del juego en el sector eléctrico. Principalmente ha determinado las condiciones de establecimiento, operación y explotación de las instalaciones destinadas a las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad. Por otro lado ha descrito los criterios empleados en el cálculo de las tarifas aplicables por las distintas actividades del sector, hecho que soluciona el gran problema existente en años anteriores donde la Ley no describía en forma detallada el procedimiento para realizar el estudio de las tarifas ni criterios uniformes para establecer las fórmulas tarifarias. Lo anterior ha permitido que la creciente demanda de energía, producto del auge económico experimentado por el país en los últimos años, sea solventada sin mayores problemas por los privados, hecho que reafirma el interés de éstos en las actividades eléctricas.
2. Ha logrado dotar al sector de una organización institucional clara y jerarquizada donde la responsabilidad básica de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector de energía y asesorar al gobierno en todas las materias relacionadas están en manos de la Comisión Nacional de Energía (CNE); en materia de fijación de precios, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción decreta las tarifas eléctricas resultantes de los estudios efectuados por la CNE; en relación a la fiscalización de las empresas eléctricas y la seguridad de las instalaciones, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) es el encargado de velar por el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas vigentes o que se dictasen sobre los servicios eléctricos; en materia de coordinación de las empresas de generación en los principales sistemas interconectados se encuentran los Centros de Despacho Económicos de Carga (CDEC).

3. Ha logrado introducir principios de mercado en el ámbito de la generación, reduciendo los requerimientos de regulación económica y facilitando los procesos de privatización, lo cual ha sido posible gracias a la inexistencia de economías y deseconomías de escala importantes. En esta línea el Estado regulador ha sido reemplazado por un mercado competitivo que estimula al sector privado a invertir y ofrecer un producto de mejor calidad a un menor precio para captar los grandes consumidores entre los cuales destacan las empresas distribuidoras e industrias. En esta desregulación la Ley ha sido cuidadosa en el sentido de proteger a la gran cantidad de pequeños consumidores por medio de regular las tarifas (precios de nudo no pueden diferir en más del 10 % de los precios libres) y dejando la competencia sólo para aquellos que tengan la capacidad de negociar con los generadores.
4. Por medio de exigir la interconexión de los concesionarios de cualquier naturaleza ha permitido que éstos se coordinen con la finalidad de preservar la seguridad del servicio en el sector, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión. Estas exigencias aseguran al usuario que la tarifa que refleja los costos reales de producción sea la más económica, sin embargo, la normativa vigente no traspassa a los consumidores finales regulados los costos instantáneos reales de generación sino que valores esperados futuros, a los que agrega los costos incurridos en las actividades de transmisión y distribución, resultando de esta forma una tarifa que presenta variaciones suaves.
5. Ha logrado introducir principios de competencia en la actividad de distribución a clientes finales, sector en el cual no se concebía la existencia de competencia. La Ley considera socialmente óptimo concebir a la actividad de distribución como un monopolio natural que se desarrolla en áreas geográficas determinadas dada la existencia de economías de escala o ámbito que tornarían ineficiente la actividad de dos o más empresas sirviendo la misma área. La Ley logró definir un proceso de tarificación que incentiva la eficiencia de las empresas para prestar un servicio de cierta calidad y seguridad mediante la comparación de éstas con una empresa modelo eficiente. Con esto no se le asegura una rentabilidad fija a las empresas

sino una que depende de cuan eficientes sean comparadas con la empresa modelo, obteniendo de esta forma utilidades o bien pérdidas en relación a la rentabilidad estimada para la empresa modelo.

Como una manera de apreciar la incidencia del D.F.L1 en el sector eléctrico chileno se presenta la evolución de los precios de nudo en el Sistema Interconectado del Norte Grande, en adelante SING, correspondiendo al precio de la energía y potencia de punta en la subestación troncal Crucero y Pozo Almonte respectivamente. A su vez en el Sistema Interconectado Central, en adelante SIC, se presentan los precios de la energía y potencia de punta correspondientes a los de la subestación troncal Cerro Navia y Maitencillo respectivamente. La evolución de los precios de nudo se aprecia en las Figuras 2.10 y 2.11:

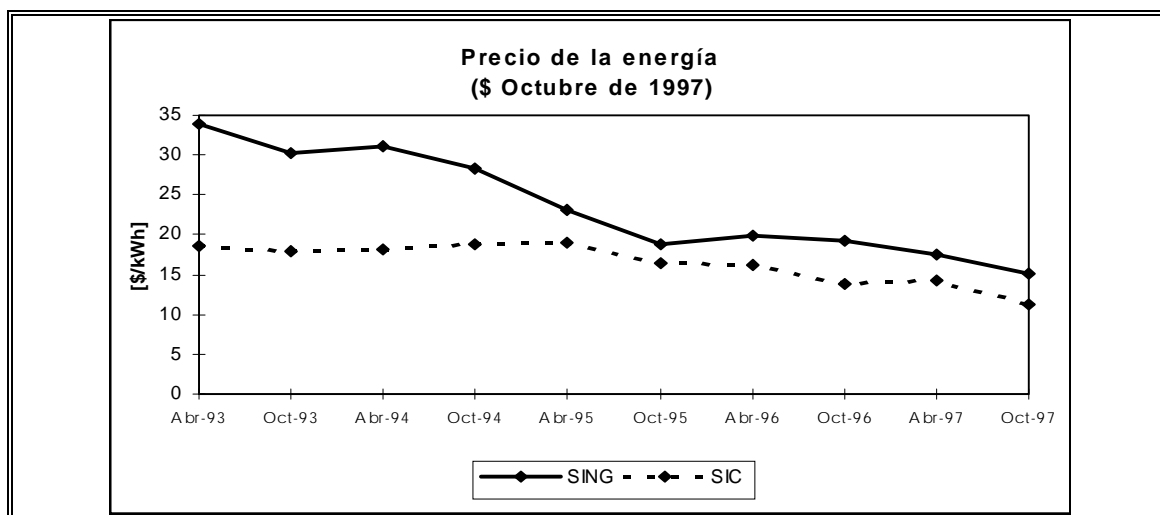


Figura 2.10: Evolución del precio de nudo de energía

La Figura 2.10 muestra una constante disminución en el precio de la energía en ambos sistemas, hecho que refleja las condiciones de competencia al nivel de generación impulsadas por la Ley. Es más notoria la disminución en el SING que en el SIC debido a que en el norte existe un mercado altamente competitivo donde mayoritariamente la demanda es tratada a precio libre.

En los últimos años los precios de nudo de la energía han tendido a igualarse entre los sistemas interconectados. Esto refleja el uso de tecnología más eficiente en el norte que permiten incluso obtener precios comparables a los del SIC. Con relación a lo anterior se destaca la introducción del gas natural.

La existencia de los precios de nudo de energía es evitar a los clientes finales regulados las bruscas variaciones experimentadas en los costos marginales y tratar de entregar una correcta señal de precios, sin embargo, es complicado predecir los costos marginales futuros, hecho que ha producido una constante diferencia entre los precios de nudo de energía y el promedio de los costos marginales reales de los siguientes 48 meses. A pesar de lo anterior se puede decir que la fijación de precios de nudo ha sido satisfactoria dado que, consciente de la dificultad de pronosticar el futuro más lejano, se basa en los costos marginales de corto plazo y en una estimación de los costos normalmente esperados en el mediano plazo.

En la Figura 2.11 se aprecia la evolución del precio de la potencia de punta a lo largo del período 1993-1997:

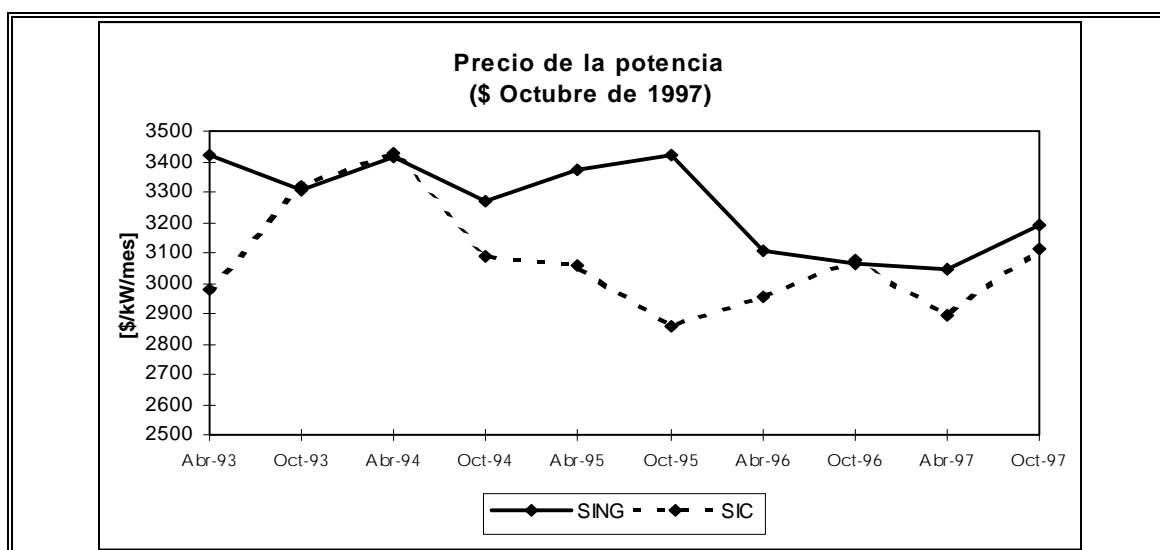


Figura 2.11: Evolución del precio de nudo de potencia

La Figura 2.11 muestra una tendencia a la disminución del precio de nudo de la potencia, sin embargo, no es tan evidente como en el caso del precio de nudo de la energía. El precio de nudo de la potencia depende básicamente del costo de adicionar una nueva central generadora a la punta del sistema y a las pérdidas marginales en transmisión. Teniendo en cuenta lo anterior, el efecto observado en la Figura 2.11 se debe a una disminución en el costo de adicionar esta nueva central a la punta del sistema dada por la introducción de innovaciones tecnológicas y eficiencias por parte de los generadores.

La aplicación del marco regulatorio ha incentivado a los distintos actores del sector eléctrico a optimizar el uso de la energía según las señales tarifarias que éstos perciben [Arev96]. En si las empresas eléctricas al operar bajo un marco regulatorio basado en principios de eficiencias económicos, claro, estable y que incentiva a una gestión eficiente, permiten un uso eficiente de la energía. Los incentivos se pueden analizar en los siguientes niveles:

1. Al nivel de país

Las decisiones tomadas en el área energética deben permitir lograr maximizar el bienestar social, entendiéndose por ello el promover la energía al usuario final a mínimo costo y emplear dicha energía en forma eficiente, es decir, castigando los factores de carga bajos. En la medida que las tarifas sean capaces de reflejar los costos reales incurridos en el servicio eléctrico permitirán a los consumidores tomar decisiones correctas que conducen al óptimo social. Como consecuencia de lo anterior el factor de carga del SIC se ha incrementado a lo largo de los años (65 % en 1985 y 72 % en 1994), hecho que refleja que la señal de precios ha sido percibida de buena forma por los integrantes del sistema.

2. Al nivel de empresas eléctricas

En las distintas actividades del sector eléctrico las señales de precios buscan desincentivar los consumos en horas de punta. Por su parte en la distribución los costos incurridos se calculan en base a una empresa modelo eficiente para incentivar a las empresas a disminuir sus pérdidas, aumentar la utilización de sus instalaciones y disminuir las compras para aumentar su rentabilidad.

En los últimos años las empresas distribuidoras han implementado mecanismos de controles de pérdidas que han reducido notoriamente los porcentajes, llegando hoy en día a tener un margen cercano al 10 % lo que es bajo al nivel latinoamericano [Arev96]. A su vez las empresas han incrementado en los últimos años los factores de utilización como consecuencia del mejor aprovechamiento de las instalaciones de transformación, distribución primaria y secundaria. Finalmente los factores de carga de las empresas son cercanos al 50 % y las curvas de carga son cada vez más planas debido a que los clientes han percibido el incentivo para consumir en horas fuera de punta del sistema, permitiendo a las empresas aumentar la utilización de sus equipos y disminuir sus compras.

3. Al nivel de consumidores

Por medio de opciones tarifarias determinadas según la forma de los consumos en el tiempo, ubicación y nivel de tensión (elementos que determinan sus costos) los clientes eligen libremente la opción que les conviene, existiendo incentivos para no consumir en horas de punta y para conectarse en niveles superiores de tensión (110 y 66 kV).

Al dar la posibilidad a las empresas distribuidoras de solicitar aportes de carácter reembolsable a los clientes para financiar las ampliaciones de la red, se logra desincentivar las solicitudes de instalaciones sobredimensionadas.

No despreciando los destacables resultados producidos en el sector eléctrico a partir de la aplicación del D.F.L1 el autor considera que:

1. En el D.F.L1 existen puntos en los cuales las reglas y metodologías empleadas para el cálculo de las tarifas en las distintas actividades son descritas sin mayor detalle dejando a interpretación la Ley, particularmente en la transmisión. Es por lo anterior que el gobierno debe ser capaz de detectar estas deficiencias y dar una solución, de tal forma de establecer una legislación en la cual no existan ambigüedades.

2. Llama la atención que en la Ley no exista una descripción detallada de la metodología empleada en el cálculo de los ingresos tarifarios y peajes aplicables en la actividad de transmisión, metodología que si esta presente para el cálculo de los precios de nudo y valores agregados de distribución. Al establecer esta metodología se podrían determinar con mayor grado de transparencia los valores de los peajes y de este modo no recurrir a la fijación y reajustabilidad de éstos por parte del tribunal arbitral como se ha hecho últimamente al no existir acuerdo entre los generadores y transmisores. Es importante también establecer un marco tarifario capaz de rentar la actividad de transmisión e incentivar la inversión por parte de los privados.
3. El éxito de la aplicación del D.F.L1 no ha sido tan evidente en la actividad de transmisión donde en la práctica se han producido numerosos conflictos entre los agentes en materia de determinación de peajes.

Al nivel de cliente final regulado la transmisión tiene una tarificación claramente definida y determinada por la autoridad reguladora basándose en las pérdidas marginales de transmisión y los correspondientes factores de penalización. Sin embargo, la tarificación de la transmisión entre los generadores y clientes libres no esta definida en la práctica, salvo los principios y procedimientos que deben aplicarse en las negociaciones y arbitrajes lo que impide obtener valores típicos de peajes.

En esta actividad la regulación en manos del Estado es de vital importancia debido a que debe asegurar a los generadores acceder a sus clientes por medio de las instalaciones de transmisión de tal forma de beneficiar la competencia entre ellos.

4. En la práctica la CNE ha desglosado el segmento de transmisión en dos subsistemas: sistema de transmisión troncal (constituido por las líneas y subestaciones que unen los centros de generación con los de distribución en la más alta tensión) y sistema de subtransmisión (constituido por la infraestructura que permite conectar el sistema de transmisión troncal con el sistema de distribución). En el sistema de transmisión troncal la actividad de transmisión considera el pago de los ingresos tarifarios y peajes. Por su parte en el sistema de

subtransmisión, la actividad de transmisión considera la aplicación de cargos medios de transformación y transporte de la energía y potencia. En función de lo anterior surgen las siguientes interrogantes: ¿porqué esta distinción no se realiza en la Ley?, ¿porqué el sistema de subtransmisión no se remunera igual que el sistema troncal a pesar de presentar las mismas características?. Interrogantes como las anteriores son desafíos que deben ser resueltos por la autoridad reguladora.

5. Teniendo en cuenta lo anterior, ¿porqué no existe una metodología en la Ley en la cual se detalle el cálculo de los cargos medios aplicables en la subtransmisión?. Esto es de vital importancia debido a que los cargos aplicables al nivel de subtransmisión condicionan los precios equivalentes al nivel de distribución, los cuales afectan directamente a los pequeños consumidores.

La legislación vigente considera una rentabilidad del 10 % real anual para las actividades reguladas en el sector eléctrico, sin embargo, en los últimos años las empresas de generación han obtenido rentabilidades entre el 4 % y 10 % y en el caso de las empresas generadoras-transmisoras las rentabilidades han sido cercanas al 10 % [DeIS91] [Mart96]. Estas bajas rentabilidades pueden ser causa de:

1. El empleo de parámetros inadecuados en los modelos, los cuales no se ajusten a la realidad. Entre estos se puede destacar los costos de inversiones, vida útil, rendimiento de las turbinas a gas, margen teórico de la potencia, demanda de energía y potencia, precio y nivel de consumo de los combustibles.
2. Diferencias entre los costos marginales de corto y largo plazo. La tarificación fija los precios de nudo a partir de los costos marginales de corto plazo realizando el supuesto de que estos son iguales, sin embargo, estos costos pueden diferir, hecho que impediría cubrir los costos de inversión dado que se esperaría que en promedio los costos marginales de corto plazo fueran menores a los de largo plazo.
3. La existencia de economías de escala. En el sector de transmisión se reconoce la existencia de importantes economías de escala, sin embargo, en el sector de generación se plantea la existencia de moderadas economías de escala o bien

economías constantes de escala (no hay economías ni deseconomías de escala). Considerando lo anterior se podría plantear que el sector generación-transmisión presenta economías de escala [DelS91] [Moli96] lo que impediría a una tarificación en base a costos marginales cubrir los costos medios, incurriendo en pérdidas. En caso de que el sector de generación presente economías constantes de escala, estas pérdidas corresponden al peaje pagado por parte de los generadores a los transmisores. El peaje constituye un costo adicional que lo sobrellevan los generadores y no es reconocido en el precio regulado, razón por la cual obtienen una rentabilidad menor a la establecida por la Ley. Uno de los mecanismos empleados por las empresas para solucionar este problema es aplicar una tarifa superior a los clientes libres, situación que es discutible.

Profundizando aun más la situación anterior se tiene que conceptualmente la tarificación de la energía en el nivel de generación al costo marginal instantáneo produce ingresos que superan los costos medios variables de operación, pero que no logran cubrir los costos de capital de los medios de generación [CNE89A]. Sin embargo, se puede demostrar que cuando la estructura del parque generador esta permanentemente optimizada frente a la demanda los ingresos obtenidos de la venta de toda la energía al costo marginal más los ingresos obtenidos por la venta de toda la potencia al costo de desarrollo de las unidades apropiadas para dar punta son iguales al costo de capital más los costos de operación del parque generador. Hay que tener presente que la condición de optimización se cumple en el caso de que no existan economías de escala o deseconomías de escala importantes, en caso contrario, se generarían pérdidas o utilidades. En el caso chileno se argumenta que se cumpliría la condición de optimización [Agui96] [CNE89A] por lo cual sería válido el desregular los precios de suministro a los grandes consumidores, sin embargo, el autor considera que el pago de peajes por concepto de la transmisión de energía y potencia a clientes regulados por parte de los generadores, deben ser incluidos en el precio regulado.

III. RECONOCIMIENTO TARIFARIO DE LA SUBTRANSMISIÓN

3.1 Introducción

La legislación vigente diferencia dos sistemas que componen el sector eléctrico chileno. Estos son el sistema de generación-transmisión y el sistema de distribución.

En la práctica la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha diferenciado dos subsistemas en el segmento de generación-transmisión:

1. Sistema troncal

Constituido por todas las líneas y subestaciones que unen los centros de generación con los de distribución en la más alta tensión (500, 220 y 154 kV).

2. Sistema de subtransmisión

Constituido por las instalaciones que permiten conectar el sistema troncal con el sistema de distribución. Dado que el sistema de distribución opera en niveles inferiores a los 23 kV, el sistema de subtransmisión se encuentra compuesto por líneas y subestaciones que van de 220 kV a 23 kV o voltajes menores.

La autoridad persigue reflejar en las tarifas aplicables a los consumidores finales regulados todos los costos incurridos en el proceso de generación, transmisión y distribución de la energía y potencia. Es por lo anterior que las tarifas deben ser capaces de remunerar sistemas económicamente adaptados, es decir, que presten el servicio a mínimo costo para una demanda proyectada en el tiempo bajo criterios establecidos de calidad y seguridad de servicio.

Para considerar sistemas económicamente adaptados la autoridad reguladora realiza los siguientes ejercicios:

1. Sistema de transmisión

Determina un sistema de transmisión económicamente adaptado. Esto lo realiza en forma independiente el regulador sin la intervención de los generadores, transmisores y consumidores. Se requiere para el cálculo de los factores de penalización empleados en el proceso de adaptación de los precios de nudo geográficamente.

2. Sistema de subtransmisión

Determina un sistema de subtransmisión económicamente adaptado. Esto lo realiza en forma independiente el regulador sin la intervención de los generadores y consumidores. Se requiere como complemento de las tarifas de distribución evaluadas a través del cálculo de los valores agregados de distribución (VAD).

3. Sistema de distribución

Determina un sistema de distribución económicamente adaptado. Esto lo realizan la autoridad reguladora y las empresas que prestan el servicio público de distribución a través de estudios independientes. Dicho estudio se encuentra especificado en la Ley a través del cálculo del VAD.

Para los efectos de tarificación a clientes finales se hace necesario determinar precios de energía y potencia equivalentes al nivel de distribución. Dichos precios se calculan a partir de los precios de nudo de energía y potencia en las subestaciones troncales y del reconocimiento tarifario de los costos incurridos en el servicio de subtransmisión.

En este capítulo se describe el reconocimiento de los costos incurridos en el servicio de subtransmisión, estudiando el esquema tarifario vigente y presentando 4 posibles alternativas de tarificación. Estos esquemas permiten obtener los costos medios de transformación y transporte de la potencia y energía que reflejan los costos incurridos en el servicio de subtransmisión, los cuales al ser adicionados a los precios de la energía y potencia existentes al nivel troncal permiten obtener tarifas cobradas por las empresas que prestan el servicio de subtransmisión. Finalmente el autor

analiza el comportamiento en el tiempo de los cargos bases de transformación y transporte de energía y potencia, comentando además los esquemas de tarificación propuestos.

3.2 Reconocimiento de los costos incurridos en el servicio de subtransmisión

A partir del Decreto Tarifario N° 572 ¹⁹ publicado en el Diario Oficial N° 34.404 del Sábado 31 de Octubre de 1992, las inversiones, costos de operación, mantención y pérdidas incurridas en el sistema de subtransmisión se reconocen por medio de recargos medios de transformación y transporte de la potencia y energía. Dichos recargos son calculados basándose en los siguientes cargos:

1. Cargos bases por transformación

Existen dos tipos:

CBTE : Cargo base por transformación de energía (%).

CBTP : Cargo base por transformación de potencia (\$/kW/mes).

Los costos incurridos en esta etapa son asignados 50 % a la potencia y el restante 50 % a la energía.

2. Cargos bases por transporte

Existen dos tipos:

CBLE : Cargo base por transporte de energía (%/km).

CBLP : Cargo base por transporte de potencia (\$/kW/mes/km).

¹⁹ Fija las fórmulas tarifarias para las empresas eléctricas concesionarias de servicio público de distribución.

Los costos incurridos en esta etapa son asignados a la potencia y sólo las pérdidas a la energía.

Los cargos aplicados a la energía son multiplicativos y en el caso de la potencia son aditivos.

La obtención de precios de nudo en las subestaciones troncales o principales en niveles diferentes de tensión a los publicados en los decretos tarifarios y en el resto de las subestaciones del sistema eléctrico, se calculan incrementando los precios de la energía y potencia de punta en el nivel troncal en cargos por concepto de transformación y transporte resultantes de la aplicación de las siguientes expresiones y verificando además que no se exceda los costos de conexión directa:

1. Cargos por concepto de transformación y transporte de energía:

$$PBEP \cdot \left[\left(1 + \frac{CBTE}{100} \right) \cdot \left(1 + \sum_{i=1}^n \left(\frac{C_i \cdot CBLE_i \cdot km_i}{100} \right) \right) - 1 \right]$$

2. Cargos por concepto de transformación y transporte de potencia:

$$CBTP + \sum_{i=1}^n (C_i \cdot CBLP_i \cdot km_i)$$

en las expresiones anteriores:

PBEP : Precio base de la energía en la subestación principal.

CBTE : Cargo base por transformación de energía desde el nivel de tensión en que se dispone del precio base en la subestación principal al nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo.

CBTP : Cargo base por transformación de potencia desde el nivel de tensión en que se dispone del precio base en la subestación principal al nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo.

n : Número de tramos de líneas de transmisión hasta el punto en que desea calcular el precio de nudo, para un mismo nivel de tensión.

$CBLE_i$: Cargo base por transporte de energía correspondiente al tramo i .

$CBLP_i$: Cargo base por transporte de potencia correspondiente al tramo i .

C_i : Factor a aplicar en el tramo i .

km_i : Es la longitud de cada tramo i .

Los cargos anteriores permiten obtener los factores de penalización de energía y potencia en los distintos nudos del sistema eléctrico incorporando los costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas de energía y potencia en las instalaciones.

La aplicación de los cargos por transformación y transporte consideran que:

1. Por definición los precios de nudo en las subestaciones primarias de distribución no incluyen los cargos por transporte de energía y potencia en los niveles de tensión de distribución.
2. Para establecer los precios de nudo en las subestaciones de generación-transmisión distintas a las principales se emplea la subestación principal que en conjunto con los sistemas de subtransmisión correspondientes minimice el costo medio de abastecimiento para un factor de carga mensual del 55 %.
3. El valor de la variable C depende de los $MW \cdot km$ totales retirados desde el sistema de subtransmisión considerado durante el período de facturación. Su valor es el siguiente:

Tabla 3.1: Valores variable C

C	Retiros del Sistema de Subtransmisión
1,0	$\sum MW \cdot km \leq D$
0,7	$D < \sum MW \cdot km < E$
0,3	$E \leq \sum MW \cdot km$

En el Decreto N° 198²⁰ los valores de D y E son los siguientes:

Tabla 3.2: Valores de parámetros D y E

Tensión en el sistema de transmisión	D	E
200 a 240 kV	15.000	20.000
130 a 199 kV	6.500	8.000
80 a 129 kV	3.000	4.000
25 a 79 kV	1.000	1.250
inferior a 25 kV	150	190

4. Los precios de nudo en las subestaciones de generación-transmisión no principales con niveles de tensión inferiores a 154 kV ubicadas en zonas geográficas donde existen líneas de 154 o 220 kV, están adicionalmente limitados a los precios máximos que resulten de la evaluación de las alternativas de conexión directa a las líneas de 154 y 220 kV que unan las subestaciones principales más cercanas.
5. Los MW*km totales retirados desde el sistema de subtransmisión correspondiente a la subestación de generación-transmisión no principal considera que se debe sumar los MW*km de todos los retiros individuales efectuados desde el sistema de subtransmisión entre dicha subestación y la subestación principal. Los MW retirados se establecen determinando la potencia máxima retirada en horas de punta en cada punto de retiro en los últimos 12 meses. A su vez los km a asignar a cada retiro corresponden a la distancia (en el nivel de tensión considerado) entre el punto de retiro y la subestación principal definida en cada punto de retiro medida a través de las líneas (establecidas mediante concesión o utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público) que permiten la interconexión.

²⁰ Publicado en el Diario Oficial N° 36.053 correspondiente al día Jueves 30 de Abril de 1998 en el cual se fijan los precios de nudo aplicables en los suministros eléctricos.

3.3 Esquema vigente de tarificación de la subtransmisión

Según se indicara el esquema de tarifas vigente para el sector de la subtransmisión establece los costos incurridos en las etapas de transformación y transporte de energía y potencia entre las subestaciones principales de la red troncal y las subestaciones primarias²¹ de distribución.

Hoy en día existen modelos matemáticos y un procedimiento²² explícito en la Ley para establecer los precios de generación-transmisión al nivel de cada una de las subestaciones de la red troncal. A su vez para obtener los precios de nudo de energía y potencia al nivel de distribución se deben adicionar a los costos presentes en las subestaciones principales los cargos por transformación y transporte. Dichos cargos deben reflejar los recursos empleados en prestar el servicio de subtransmisión, es decir, las inversiones, los costos de operación, mantención y las pérdidas de energía y potencia de los sistemas eléctricos entre las barras de más alta tensión de las subestaciones de la red troncal y los puntos de conexión de los sistemas de distribución de cada empresa concesionaria del servicio público de distribución.

3.3.1 Metodología empleada en el esquema vigente

El cálculo de los costos de transformación y transporte se realiza a través del empleo de un modelo matemático que busca la solución óptima técnica y económica de transporte y transformación conjunta entre dos puntos singulares del

²¹ La subestaciones primarias de distribución son subestaciones de bajada a niveles que van desde los 23 kV a los 0,4 kV.

²² Se establece el precio base de la energía y de la potencia de punta en una subestación troncal de referencia y por medio del empleo de “factores de penalización o pérdidas marginales de energía y potencia” se obtienen los precios de la energía y potencia en el resto de las subestaciones troncales.

sistema [CNE93D], sin relación con la empresa en que se inserta esta subtransmisión.

El cálculo se desarrolla en tres etapas:

Etapas 1

1. Diseño de las subestaciones y líneas de subtransmisión típicas a emplear en la modelación del sistema real.

Por medio del criterio del valor nuevo de reemplazo, en adelante VNR²³, se diseñan las subestaciones y líneas típicas. Como consecuencia no se analiza cada empresa, subestación o línea real en particular, sino que se modelan subestaciones típicas. Luego estos costos se asignan al abastecimiento de una determinada zona considerando la tensión en la subestación principal, el tipo de subestación (principal o primaria) y el nivel de demanda a suplir.

2. Determinación de los costos de inversión, mantención, operación y pérdidas de energía y potencia para las instalaciones típicas suponiendo un uso óptimo de ellas.

Etapas 2

1. Recopilación de información relativa a los niveles de consumo en las subestaciones de la red troncal.
2. Recopilación de información relativa al uso de los sistemas de subtransmisión por medio del conocimiento de la potencia y energía transferidas.

Etapas 3

²³ Se entiende por VNR el costo de reposición de las obras asociadas al servicio que se presta, evitando aquellas que se consideren innecesarias.

Se realiza la confección de los cuadros de costos de transporte por kilómetro de línea y de los costos de transformación por nivel de tensión en cada una de las subestaciones de la red troncal de los distintos sistemas interconectados. Además, se relacionan los estudios de instalaciones típicas con la realidad de las subestaciones de las empresas.

3.3.2 Criterios generales

Entre los criterios aplicados se encuentran los siguientes:

1. Nivel de precios

Los precios en moneda local se expresan en dólares y se refieren a un mes base. Para efectos de reajuste de precios se aplican porcentajes de componente extranjera en líneas y subestaciones respectivamente.

2. Calidad y seguridad de servicio

a) Subestaciones

El diseño típico considera que cada subestación cuenta con una capacidad de respaldo, aceptando en caso de falla una sobrecarga máxima del 30 % en el resto de los equipos. A través de la evaluación se incorpora la posibilidad de compartir la reserva entre varias subestaciones.

b) Líneas de transmisión

El modelo de optimización considera un costo de falla y ciertas probabilidades de ocurrencia de éstas en circuito simple y doble. Además, se consideran restricciones por regulación de voltaje en la capacidad de transporte de energía.

3. Criterios económicos

Se considera una vida útil de las instalaciones de 30 años, un costo de capital anual del 10 % y precios que son del tipo privado.

4. Otros criterios

Se supone un cierto precio para la energía y potencia presente en punta para cada uno de los sistemas interconectados.

Por otro lado se considera un cierto crecimiento anual de la demanda, un factor de carga y un factor de potencia.

A su vez los costos anuales de operación y mantenimiento de las líneas y subestaciones se estiman como un porcentaje de la inversión.

3.3.3 Desarrollo del modelo

La Etapa 1 establece los costos de inversión en subestaciones tipo y por kilómetro de línea tipo. Cumpliendo con los criterios establecidos de calidad y seguridad de servicio se estructura la información requerida en la Etapa 2, donde se realiza la optimización de la solución técnica obtenida por medio de criterios económicos de evaluación de alternativas.

Para efecto de modelación se considera que los costos de la subestación se modifican en el tiempo y se dividen en los siguientes ítems:

1. Costo fijo

Considera la infraestructura y equipamiento necesario para permitir la operación de hasta tres transformadores de poder. Este costo se incurre en la puesta en servicio inicial y cada vez que la demanda no puede ser abastecida con la seguridad adecuada. En este costo se excluyen los equipos de conexión de las líneas de salida así como los transformadores de poder. En todas las subestaciones troncales el costo incluye el costo equivalente a seis conexiones de línea así como un esquema de doble barra en alta tensión.

En el caso de algunas subestaciones de distribución ubicadas en zonas rurales el modelo computacional considera que el costo se define como un porcentaje del costo fijo correspondiente más un porcentaje del costo por transformadores.

2. Costo por transformadores

Estos costos se incorporan progresivamente en el tiempo al crecer la demanda para cumplir con los criterios de seguridad definidos.

Los costos de las subestaciones se obtienen para las distintas tensiones de los patios de alta y baja tensión. En el caso de los transformadores de poder, los costos se calculan para las distintas capacidades y tensiones primarias.

En el caso de las líneas su costo considera los siguientes ítems:

1. Un valor unitario por kilómetro, incurrido sólo cuando se habilita la línea.
2. Un costo por conexión a las subestaciones, incurrido cada vez que se supera el límite térmico o la capacidad de transporte de la línea por regulación de voltaje.

La inversión por unidad de longitud en líneas se obtiene para distintos niveles de voltaje de transmisión, distintas configuraciones (simple o doble circuito, torre o poste) y para distintos tipos de conductores. Estos datos más la introducción de los parámetros eléctricos de las líneas y sus longitudes estimadas entre la red troncal y la subestación principal de la empresa distribuidora permiten al modelo computacional calcular las capacidades de transporte de energía y potencia sujetas a las restricciones de límite térmico y regulación de voltaje.

Una vez finalizado el análisis de las inversiones para todas las alternativas de líneas y subestaciones diferentes se tabulan y se introducen al modelo computacional en su primera etapa, generando conjuntos de familias de curvas de costos mínimos en función de los distintos parámetros. Estas curvas permiten obtener el costo óptimo técnico y económico de transmitir a una cierta distancia en forma independiente del proceso de transformación de tensión de las demandas solicitadas. Las familias de curvas de los costos totales de transmisión de energía (líneas)

parametrizadas por distancia para los distintos niveles de tensión, permiten conocer el costo por kW año/km de transmitir una determinada potencia a una determinada distancia. Por su parte las familias de curvas de costos totales para transformación de energía (subestaciones) parametrizadas por las respectivas tensiones de alta y media tensión para los casos de subestación doble o simple, permiten conocer el costo por kW año de transformar una determinada potencia.

En una segunda etapa el modelo computacional combina ambas familias de curvas y evalúa las mejores soluciones desde el punto de vista técnico que representen mínimos costos, permitiendo establecer curvas de costos medios mínimos entre la red troncal y el punto de entrega final a la empresa distribuidora en función del nivel de tensión en el punto de conexión de la red troncal, distancia típica entre dicho punto y la conexión a la red de distribución en alta tensión, demanda máxima inicial en la subestación de distribución y las demandas reales o potenciales en la subestación troncal en otros niveles de tensión diferentes del valor de alta tensión. Los resultados en esta etapa representan mejor la realidad e incluyen una evaluación económica de las soluciones en un horizonte de 30 años, donde los costos por transformación se obtienen para una distancia de 50 km y los costos por transporte se consideran para una capacidad inicial de la subestación troncal de 2x63 MVA.

Las soluciones finales difieren caso a caso y son funciones de la distancia, demandas en la subestación troncal, demanda inicial en la subestación de distribución y niveles de voltaje existentes. Luego a partir de las soluciones óptimas resultantes se determinan las configuraciones posibles.

Es importante hacer notar que la solución determinada toma en cuenta la existencia de economías de escala debido a que, además de la demanda inicial del consumo propio del nivel de distribución, considera las demandas reales o potenciales existentes en la subestación troncal que pueden verse favorecidas o interesadas en estar presente en una o más tensiones intermedias. Al habilitar un nivel intermedio de tensión se obtiene un valor medio de transformación más bajo debido a que el costo es repartido en un volumen mayor de potencia y energía.

3.3.4 Aplicación del modelo a la red nacional

1. Cargos por transformación

Al aplicar estrictamente el modelo computacional para determinar los cargos por concepto de transformación en las tarifas de subtransmisión, se desconocen ciertas condiciones de bordes y externalidades tales como criterios pasados que dieron origen a la red troncal y que permitieron su evolución y desarrollo. Este hecho podría desincentivar a las empresas a realizar sus inversiones futuras en el sector. Es por lo anterior que al aplicar el modelo a la red nacional, los valores deben ser afectados en función de variables tales como: distribución de la demanda urbana, demanda rural y el desarrollo histórico²⁴ de las subestaciones troncales. Del procedimiento anterior no se cuenta con antecedentes de como se realiza.

2. Cargos por transporte

Al aplicar el modelo computacional al cálculo de los cargos por transporte y considerando la optimización conjunta de las inversiones (subestaciones y líneas) se pueden generar cuadros que indican, para distintas tensiones de las subestaciones troncales, el voltaje óptimo de transmisión en función de la potencia a transmitir y de las distancias involucradas. Luego los costos de transmisión pueden ser desagregados para obtener costos en cada nivel de tensión de la subestación, permitiendo inferir cuales son los rangos de potencia transmitida por distancia (MW*km) para una tensión factible de ser usada. Con los resultados anteriores se fijan los rangos factibles para los costos de transporte en subtransmisión.

²⁴ Al considerar el desarrollo histórico de las subestaciones troncales, se reconoce parcialmente la existencia de voltajes intermedios y sus respectivas inversiones.

3.4 Esquemas alternativos de tarificación para la subtransmisión

La transparencia en la metodología empleada en el cálculo de tarifas que permiten solventar los costos incurridos en el proceso de subtransmisión, es de vital importancia para incentivar la inversión futura en el sector. Teniendo en cuenta lo anterior y considerando que en las últimas fijaciones de precios de nudo los cargos bases por transporte y transformación no han presentado mayores variaciones, se presentan algunas alternativas que permiten rentar el sistema de subtransmisión.

3.4.1 Alternativas de tarificación de la subtransmisión

Hoy en día la bibliografía disponible reconoce varios sistemas de tarificación aplicables en las distintas actividades del sector eléctrico [Bitu93] [CNE93D] [CNE96A] [DelS91] [Rud97A] [Pino82]. A juicio del autor los sistemas de tarificación que podrían ser empleados como alternativas de tarificación en la actividad de subtransmisión son los siguientes:

1. Tarifas por el costo de servicio

Se define sobre la base del costo de servicio prestado, compuesto principalmente por los costos de explotación, costos de conservación de activos y la rentabilidad del capital. Este costo del servicio se calcula basándose en datos e informaciones del tipo contable para el período en el cual se fija la tarifa.

2. Tarifas basadas en sistemas económicamente adaptados

Esta modalidad de tarificación es empleada actualmente por la autoridad (CNE) y considera que las tarifas calculadas deben ser capaces de remunerar sistemas económicamente adaptados, es decir, que presten el servicio a mínimo costo para una demanda proyectada en el tiempo bajo criterios establecidos de calidad y seguridad de servicio.

3. Tarifas sobre la base de peajes

Esta tarifa considera el cobro de un ingreso tarifario (IT) y de peajes. El IT es la cantidad que percibe el propietario de las líneas y subestaciones involucradas por las diferencias que se producen en la aplicación de los costos marginales de electricidad que rigen en los distintos nudos respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía, el cual logra cubrir las pérdidas y parte de los costos de inversión, mantención y operación del sistema. Es por lo anterior que se recurre a un pago adicional denominado peaje que permite solventar los costos totales incurridos en la actividad de subtransmisión.

4. Tarifas sobre la base de un valor agregado

Las tarifas son calculadas basándose en los costos incurridos en la actividad de subtransmisión por una empresa modelo que es eficiente en su política de inversiones, gestión y que cuenta con instalaciones adaptadas a la demanda para prestar un servicio de ciertas características de calidad y seguridad.

5. RPI-X o Price cap

Las tarifas son determinadas en función de los costos en que incurre la empresa que presta el servicio de la subtransmisión y son controlados de tal forma de reducirlas año tras año en un porcentaje definido y conocido como factor X o ganancia productiva.

En los siguientes puntos se detallan las alternativas anteriormente propuestas, excepto los sistemas económicamente adaptados que fueron descritos anteriormente como la metodología empleada actualmente por la autoridad.

3.4.2 Tarifas por el costo de servicio

Esta tarifa se define sobre la base del costo de servicio de subtransmisión prestado. Considera principalmente los siguientes ítems de costos:

1. Costos de explotación

Considera esencialmente los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas y bienes empleados en la gestión del servicio de subtransmisión.

2. Costos de conservación

Estos costos están asociados a la conservación de los activos de la empresa y se relacionan con la depreciación de los bienes e instalaciones empleadas en el servicio de subtransmisión.

3. Rentabilidad de capital

Generalmente este costo se estima como un porcentaje sobre los costos de inversión en los bienes e instalaciones empleadas en el servicio de subtransmisión.

Las tarifas se estiman en función de este costo de servicio calculado para el período en el cual se fijan las tarifas y basado en datos e información del tipo contable. Sin embargo, la estructura de la tarifa puede ser definida basándose en los costos marginales, situación en la cual se debe tener presente la existencia de economías de escala y tomar las medidas correspondientes para lograr costear los costos totales.

A partir de los datos e información contable se puede definir la estructura de las tarifas considerando los costos de capital atribuidos a la potencia y los costos variables a la energía. A su vez la distribución de estos costos en las distintas tarifas se puede realizar proporcionalmente a los parámetros de potencia, nivel de consumo o número de consumidores en los distintos niveles de tensión y categoría de clientes (libres o regulados).

Esta alternativa de tarificación tiene como principal componente el costo de capital. Dicho costo es función directa del capital inmovilizado y de la tasa de rentabilidad.

Es de vital importancia la determinación del capital inmovilizado o bienes e instalaciones empleadas en el servicio de subtransmisión debido a que sobre

este se aplica la tasa de retorno a través de la cual se obtiene la rentabilidad de las inversiones. En la práctica se reconocen como alternativas de evaluación de los bienes e instalaciones las siguientes [Bitu93]:

1. Costo histórico

Corresponde al valor efectivamente pagado por la empresa por sus instalaciones y equipos, descontando sus depreciaciones acumuladas. El efecto de la inflación se considera por medio del uso de índices, lo que causa una leve distorsión.

2. Costo de sustitución

Corresponde al costo actual de adquirir las instalaciones y bienes que permitan dar un servicio de subtransmisión idéntico al prestado por las instalaciones y bienes de la empresa, es decir, correspondería al mínimo costo de emplear tecnología actual para obtener la misma capacidad de la empresa.

3. Costo de reposición

Este costo representa lo que costaría hoy construir las mismas instalaciones y equipos de la empresa, no importando si éstas están o no obsoletas. En si este costo correspondería al costo histórico corregido de la inflación.

4. “El justo valor”

El valor de los bienes e instalaciones es establecido en forma subjetiva por el regulador. Generalmente es una media ponderada entre el costo histórico y el de reposición.

Bajo el punto de vista económico la tasa de retorno debe ser fijada en función del costo de oportunidad del capital, es decir, lo que costaría obtener el capital de la empresa en los mercados financieros, o lo que la sociedad pierde al no poder emplear dicho capital en otras actividades. Entre los modelos propuestos más empleados para obtener una adecuada tasa de retorno se encuentra el por comparación con otros negocios similares, sin embargo, en algunos casos la elección

de los negocios comparables es difícil dado que en éstos se obtienen beneficios más altos o más bajos que los recibidos en una situación de competencia perfecta. Por otro lado se debe tener en cuenta que la comparación entre empresas reguladas (a las inversiones se les asegura cierta tasa de rentabilidad) y empresas que operan en mercados competitivos (existen mayores riesgos sobre la rentabilidad de las inversiones) no sea consistente.

3.4.3 Tarifas sobre la base de peajes

Las tarifas sobre la base de peajes se define empleando los mismos criterios utilizados en la tarificación del sistema de transmisión troncal expuesta en el punto 2.2.1.

En esta alternativa se supone que los retiros e inyecciones de potencia y energía en cada tramo del sistema de subtransmisión son valorados al costo marginal correspondiente, con lo cual queda un saldo al transmisor que se denomina Ingreso Tarifario (IT). Este ingreso es generalmente positivo debido a que el costo marginal en la barra receptora es mayor que el costo marginal en la barra de inyección²⁵ en la proporción de las pérdidas marginales de transmisión en el tramo cuando no existen limitaciones en el flujo transitado o en una mayor proporción si las existieran.

Hoy en día se reconoce la existencia de economías de escala en el sector de transmisión [DeIS91] [Moli96] [Salv90] y por ende en la subtransmisión, es decir, se da la situación en la cual los costos marginales se encuentran por debajo de los costos medios. Este hecho impide que una tarificación basada en costos marginales cubra los costos totales incurridos en prestar el servicio de subtransmisión. De lo anterior se desprende que el IT da cuenta de los costos variables de transmisión entre dos puntos derivados de las pérdidas marginales, hecho que permite costear las pérdidas medias y parte de los costos de inversión, mantención y operación del

²⁵ Esto no siempre se da debido a que los flujos de potencia son dinámicos a lo largo de los días y estaciones del año.

sistema de subtransmisión, debiendo recurrir a un pago complementario conocido como peaje para cubrir los costos totales.

Como se mencionó anteriormente la finalidad del cobro de peajes e IT es el permitir a los propietarios de las líneas de transmisión cubrir los costos de operación y mantenimiento (COyM) más las anualidades del valor nuevo de reemplazo (AVNR) obtenidas basándose en una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 10 %. De lo anterior se desprende que el peaje se define como el saldo que falta para recuperar la AVNR y los COyM descontado el IT, es decir:

$$\boxed{PEAJE = AVNR + COyM - IT}$$

El cálculo de los peajes y sus fórmulas de reajuste es propuesto por el propietario de las líneas y subestaciones involucradas al interesado en hacer uso de ellas, negociando entre las partes dichos montos.

Si bien este esquema es aplicable a los clientes libres y quienes los abastecen por medio de las redes de subtransmisión, no es evidente su aplicación a los clientes regulados, salvo que la autoridad fije los peajes o bien se establezca un agente comercializador que negocie por un conjunto de consumidores.

3.4.4 Tarifas sobre la base de un valor agregado

Esta alternativa constituye un modelo basado en una metodología que permite valorar al servicio de subtransmisión de manera coherente a los principios aplicados a la actividad de distribución. En ella se considera una empresa modelo que cuenta con instalaciones adaptadas a la demanda y que es eficiente en su política de inversiones y gestión para determinar tarifas capaces de solventar los costos de inversión, operación, mantención y pérdidas medias de potencia y energía incurridas en el proceso de transformación y transporte durante la etapa de subtransmisión.

3.4.4.1 Metodología de tarificación

El servicio de subtransmisión puede ser considerado como:

- Un bien producido por la empresa de subtransmisión que lo emplea en la producción de otros bienes.
- La venta del servicio de subtransmisión a otras empresas que producen otros bienes.

De lo anterior se desprende que la empresa de subtransmisión permite ofrecer como productos la energía y potencia a clientes libres y regulados, o bien ofrecer el servicio de transporte a terceros.

En la siguiente figura se aprecia esquemáticamente el sistema de subtransmisión:

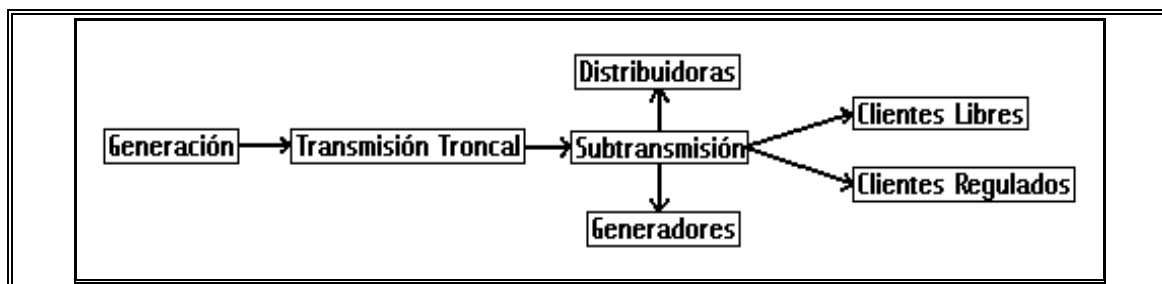


Figura 3.1: Esquema de la subtransmisión

De lo anterior se desprende que los productos que comercializa la empresa que presta el servicio de la subtransmisión se pueden clasificar de la siguiente forma:

1. Energía primaria

Es la energía que se extrae del sistema de subtransmisión y se ofrece a generadores y distribuidoras para que alcancen los clientes libres y regulados.

2. Potencia primaria

Constituye la capacidad para dar potencia de punta y se ofrece a generadores y distribuidores para que alcancen los clientes libres y regulados.

3. Energía secundaria

Es la energía que se extrae del sistema de subtransmisión y se ofrece directamente a los consumidores libres y regulados.

4. Potencia secundaria

Constituye la capacidad para dar potencia de punta y se ofrece directamente a los consumidores libres y regulados.

Considerando los objetivos de este estudio los productos a considerar son la energía y potencia primaria. A su vez se debe tener presente que la configuración física de la red de subtransmisión ofrece una oferta limitada de capacidad de transporte y distintos niveles de confiabilidad en el servicio, es decir, permite ofrecer un producto con distintas características que condicionan el beneficio percibido por los clientes.

3.4.4.2 Valor agregado de la subtransmisión

Como se mencionó anteriormente el valor agregado de la subtransmisión se define en forma paralela al empleado en la distribución. En el artículo 106° del Decreto con Fuerza de Ley N°1 (D.F.L1) se define el valor agregado por concepto de costos de distribución, basándose en una empresa modelo y considerando los siguientes costos:

1. Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del cliente, independiente del consumo.
2. Pérdidas medias de energía y potencia.

3. Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el VNR de las instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización igual al 10 % real anual.

Los costos anteriores son determinados para una empresa modelo que es eficiente en su política de inversiones, gestión y que cuenta con instalaciones adaptadas a la demanda que permiten ofrecer un servicio que respeta ciertos estándares de calidad y seguridad.

3.4.4.3 Definición de la empresa modelo

El dimensionamiento de la empresa modelo se realiza a partir de una o varias empresas reales. Es por lo anterior que se debe tener en cuenta las siguientes situaciones:

1. La empresa real generalmente presta servicios adicionales a aquellos para los cuales se deben calcular los valores agregados por concepto de subtransmisión que tiene la empresa modelo. Como consecuencia se debe considerar la existencia de costos conjuntos de las actividades asociadas a la subtransmisión y otras actividades no sometidas a regulación, debiendo separar los costos correspondientes a los servicios no regulados.
2. Las instalaciones y gastos de la empresa real no necesariamente son el resultado de la aplicación de una política óptima de inversiones y de gestión. Se entiende por política óptima aquella que permite prestar el servicio de subtransmisión en un período dado a un mínimo costo presente, respetando los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la autoridad y considerando las opciones técnicas existentes a la fecha del estudio, vida útil de las instalaciones y una tasa de actualización del 10 % anual.
3. La empresa real no necesariamente cuenta con las instalaciones adaptadas a la demanda, sin embargo, la empresa modelo si debe contar con ellas. Las instalaciones adaptadas a la demanda son aquellas que consideran sólo las

inversiones requeridas para satisfacer las demandas de los servicios regulados incluyendo una holgura que permita satisfacer el crecimiento de la demanda en el costo plazo.

4. La calidad de servicio de la empresa real puede ser menor, igual o superior a la exigida por la autoridad.

Teniendo en cuenta lo anterior se puede definir una empresa modelo a partir de las siguientes etapas:

1. Definición de las instalaciones de subtransmisión de la empresa real

Tiene como finalidad establecer un punto de partida objetivo y validado para el proceso de dimensionamiento de las instalaciones empleadas en la empresa modelo.

2. Dimensionamiento de clientes y ventas

A través de un análisis de los datos de la empresa se determina la cantidad de clientes y su distribución. Para la cantidad de clientes establecida se determina la energía anual y la potencia máxima coincidente suministrada. Dicho análisis se realiza a través de las características de los consumos pasados, presentes y futuros, como también de la distribución en los distintos clientes. El período de análisis de subtransmisión considera un horizonte de cuatro años contados a partir del año de estudio y tomando como año base el año anterior al año de estudio.

3. Dimensionamiento de las instalaciones eléctricas empleadas en la subtransmisión

A partir de los consumos determinados se realiza el dimensionamiento de las instalaciones de subtransmisión de modo de obtener instalaciones adaptadas a la demanda para la empresa modelo las que además deben satisfacer una calidad de servicio acorde con las exigencias señaladas por la autoridad. Se ha considerado un horizonte de planificación de 10 años dadas las proyecciones de crecimiento en la demanda y monto de las inversiones involucradas en los proyectos de subtransmisión. Por su parte la vida útil de las instalaciones se ha

estimado en 30 años siguiendo lo que la práctica común ha reconocido para la mayoría de las instalaciones eléctricas.

4. Dimensionamiento de la mantención y operación

Considerando las instalaciones adaptadas a la demanda definidas para la empresa modelo se determinan los costos asociados a las actividades y requerimientos de mantención y operación de las instalaciones por medio del uso de costos estándares que son de común aceptación en la industria.

5. Dimensionamiento de la organización de la empresa modelo

A partir del dimensionamiento de los clientes, instalaciones eléctricas y requerimientos de mantención y operación se realiza un estudio de la organización de la empresa modelo.

6. Dimensionamiento de las instalaciones muebles e inmuebles

Una vez dimensionada la organización de la empresa modelo se establecen las instalaciones muebles e inmuebles requeridas.

7. Precios unitarios

Una vez dimensionada la empresa modelo se procede a la determinación de los costos de acuerdo con el concepto del VNR. El punto de partida es la realización del estudio de los costos unitarios que incluye todos los ítems de costos correspondientes a las instalaciones y a la mantención y operación asociados a la subtransmisión de la empresa modelo adaptada a la demanda y eficiente en la política de inversiones y gestión.

8. Cálculo de las pérdidas medias de energía y potencia

Con los antecedentes de las instalaciones eléctricas adaptadas a la demanda dimensionadas para la empresa modelo se efectúa el cálculo analítico de las pérdidas eléctricas del sistema de subtransmisión.

La potencia y energía del sistema corresponde a la comprada por la empresa en las barras de 220 y 110 kV. Las pérdidas de energía y potencia corresponden a las producidas en el proceso de transformación y transporte, ya sea en 220 o 110 kV.

9. Costos de las instalaciones

Se determinan los costos de las instalaciones adaptadas a la demanda de la empresa modelo eficiente.

10. Cálculo de los costos de mantención y operación

Se determinan los costos asociados a las actividades y requerimientos de mantención y operación dimensionados para la empresa.

Un aspecto fundamental en el dimensionamiento de la empresa modelo lo constituye el nivel de calidad exigido. Se debe tener en cuenta que, dependiendo de la configuración física de la red de subtransmisión, se pueden ofrecer distintos niveles de confiabilidad lo que hace necesario definir una calidad de servicio sobre la cual se va a dimensionar el sistema de la subtransmisión. Para el análisis de la empresa modelo se puede considerar como criterio de calidad de servicio una empresa que cuenta con las instalaciones necesarias y suficientes para satisfacer el 100 % de la demanda de potencia y energía ante una situación de simple contingencia, respetando además los niveles de fluctuación experimentados en la tensión propuestos por la autoridad. Esto se debe a la alta seguridad exigida por los clientes en el servicio de subtransmisión para evitar los altos costos sociales producidos por una falla que interrumpa el servicio.

3.4.4.4 Asignación de los costos incurridos

El servicio de subtransmisión en sus niveles de transformación y transporte, se puede visualizar como uno donde se entregan los servicios de *capacidad y uso*. El costo de uso viene dado por las pérdidas de energía incurridas en las etapas de transformación y transporte. Por su parte el costo de capacidad

corresponde a las pérdidas de potencia más los costos de inversión, mantención y operación.

Hoy en día en la etapa de transporte la autoridad reconoce por el uso de las líneas sólo las pérdidas de energía, siendo reconocido en la capacidad las pérdidas de potencia más la anualidad del valor nuevo de reemplazo (AVNR) y los costos de operación y mantenimiento (COyM) incurridos en dicha etapa. A su vez en la etapa de transformación se reconoce el uso de las subestaciones a través de las pérdidas de energía más el 50 % del AVNR y COyM incurridos en esta etapa, siendo reconocido en la capacidad las pérdidas de potencia más el 50 % del AVNR y COyM incurridos en esta etapa. De esta forma en las líneas toda la inversión y COyM son asignados a un pago por capacidad y, en transformadores sólo el 50 % de la inversión y costos de operación y mantenimiento han sido asignados a un pago por capacidad, siendo el 50 % restante sumado al pago por uso del sistema [CNE93D].

Entre los esquemas por incentivos que se reconocen como eficientes para que la empresa produzca al menor costo se encuentra el mecanismo “*yardstick competition*” [Rud97A] en el cual al existir incentivos perversos, tales como asimetrías en la información, pueden llevar a que la empresa reduzca la calidad de los bienes ofrecidos con la finalidad de mejorar sus resultados. En este sentido es favorable para los intereses de la sociedad que el organismo regulador busque algún mecanismo que evite que la empresa reduzca sus costos por medio del sacrificio de la calidad ofrecida.

3.4.5 RPI-X o Price cap

En este esquema se definen ciertos niveles de tensión en los cuales se calculan los precios máximos de subtransmisión. En cada nivel de tensión se aplica una tarifa y su fórmula de indexación. La tarifa en cada nivel de tensión considera los cargos por atención a clientes, por potencia y por energía, siendo indexadas mediante fórmulas que reflejan la variación de los costos de subtransmisión, los incrementos de eficiencia operativa y que además permiten traspasar las variaciones experimentadas en el costo de compra de la energía y potencia.

Se denomina RPI-X porque busca reflejar el aumento de costos por inflación (RPI - Retail Price Index) y a la vez los incrementos de eficiencia en la provisión del servicio (dados por X).

Para establecer los cargos considerados en la tarifa se pueden realizar estudios basados en una empresa modelo que determinen los costos fijos (por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario), las pérdidas medias de energía y potencia incurridas en los procesos de transporte y transformación, los costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a la actividad de subtransmisión.

Para establecer los costos de la empresa modelo el consultor puede dimensionarla a partir de una empresa real y considerando que opera en el país, es eficiente en su política de inversiones y gestión, cuenta con instalaciones adaptadas a la demanda y ofrece un servicio de cierta calidad y seguridad. A su vez la metodología y criterios empleados en el dimensionamiento y establecimiento de los costos incurridos por la empresa modelo en prestar el servicio de subtransmisión pueden ser los empleados en la alternativa de tarificación descrita en el punto 3.4.4.

Una vez determinado los costos totales de la empresa modelo en cada nivel de tensión se establecen los costos de subtransmisión por concepto de costo fijo, factores de expansión de pérdidas (en energía y potencia) y costos estándares de inversión, operación y mantenimiento. A su vez se calculan fórmulas de reajuste que expresen los costos en función de índices de variación representativos de sus principales componentes. Es importante mencionar que los costos asociados a la atención de clientes están adecuados al estado de la empresa real considerando la transición entre su situación actual y la de una empresa eficiente. Con relación a las pérdidas, se considera que éstas serán disminuidas progresivamente en relación con las establecidas inicialmente. A su vez los costos unitarios de operación y mantenimiento informados por la empresa real son ajustados a precios de mercado por el consultor, el cual analiza además la posibilidad de desarrollar las actividades asociadas a la mantención y operación con personal propio o por medio de contratistas.

Finalmente el cálculo de las tarifas por nivel de tensión se establece a partir de la determinación de los costos medios de subtransmisión teniendo en cuenta las categorías de suministros, la evolución de la demanda y el estado general de la empresa de subtransmisión. A estos costos medios se les agrega el precio de la potencia y energía en el nivel troncal del sistema eléctrico para obtener las tarifas, las cuales deben permitir cubrir los costos totales incurridos en la actividad de subtransmisión y ser capaces de orientar la adaptación de las empresas reales desde su estado actual hasta alcanzar las características de la empresa modelo.

3.5 Resumen

En la actualidad las inversiones, costos de operación, mantención y las pérdidas incurridas en el sistema de subtransmisión se reconocen por medio de recargos medios de transformación y transporte de potencia y energía calculados a partir de cargos bases. Los cargos bases aplicados a la energía son multiplicativos y en el caso de la potencia son aditivos.

Hoy en día en la etapa de transporte la autoridad reconoce por el uso de las líneas sólo las pérdidas de energía, siendo reconocido en la capacidad las pérdidas de potencia más la anualidad del valor nuevo de reemplazo (AVNR) y los costos de operación y mantenimiento (COyM) incurridos en dicha etapa. A su vez en la etapa de transformación se reconoce el uso de las subestaciones a través de las pérdidas de energía más el 50 % del AVNR y COyM incurridos en esta etapa, siendo reconocido en la capacidad las pérdidas de potencia más el 50 % del AVNR y COyM incurridos en esta etapa.

El esquema vigente de la tarificación de la subtransmisión se encuentra basado en un estudio que calcula los costos de transformación y transporte entre la más alta tensión de las subestaciones de la red troncal y las subestaciones primarias de distribución a través del empleo de un modelo matemático que busca la solución óptima técnica y económica de transporte y transformación conjunta entre dos puntos singulares del sistema.

A juicio del autor las alternativas de tarificación para el servicio de subtransmisión son las siguientes:

1. Tarifas por el costo de servicio

Se define sobre la base del costo de servicio prestado compuesto principalmente por los costos de explotación, costos de conservación de activos y la rentabilidad del capital. Este costo del servicio se calcula basándose en datos e informaciones del tipo contable para el período en el cual se fija la tarifa.

2. Tarifas basadas en sistemas económicamente adaptados

Esta modalidad de tarificación es empleada actualmente por la autoridad (CNE) y considera que las tarifas calculadas deben ser capaces de remunerar sistemas económicamente adaptados, es decir, que presten el servicio a mínimo costo para una demanda proyectada en el tiempo bajo criterios establecidos de calidad y seguridad de servicio.

3. Tarifas sobre la base de peajes

Esta tarifa considera el cobro de un ingreso tarifario (IT) y de peajes. El IT es la cantidad que percibe el propietario de las líneas y subestaciones involucradas por las diferencias que se producen en la aplicación de los costos marginales de electricidad que rigen en los distintos nudos respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía, el cual logra cubrir las pérdidas y parte de los costos de inversión, mantención y operación del sistema. Es por lo anterior que se recurre a un pago adicional, denominado peaje, que permite solventar los costos totales incurridos en la actividad de subtransmisión.

4. Tarifas sobre la base de un valor agregado

Las tarifas son calculadas basándose en los costos incurridos en la actividad de subtransmisión por una empresa modelo que es eficiente en su política de

inversiones, gestión y que cuenta con instalaciones adaptadas a la demanda para prestar un servicio de ciertas características de calidad y seguridad.

5. RPI-X o Price cap

Las tarifas son determinadas en función de los costos incurridos por una empresa eficiente que presta el servicio de subtransmisión y controladas de tal forma de reducirlas año tras año en un porcentaje definido y conocido como factor X o ganancia productiva.

3.6 Comentarios

Es importante apreciar el comportamiento que han tenido los cargos bases de transporte y transformación de energía y potencia a lo largo del tiempo para apreciar de que forma estos cargos son representativos de los costos incurridos en el sistema de subtransmisión. Dicho estudio es realizado basado en los valores publicados en los Decretos Tarifarios publicados en los meses de Abril y Octubre del período 1993 y 1997.

1. Cargos bases de transporte

La aplicación del cargo base de transporte de energía entre los años 1993 y 1997 ha mantenido el siguiente criterio de aplicación en las líneas:

Tabla 3.3: Cargo base por transporte de energía

Nivel de tensión [kV]	[%/km]
220	0,03
154	0,04
110	0,09
66	0,19
23	0,29

En si la actividad de transporte agrega costos por efectos de pérdidas. Si se considera que a lo largo del tiempo las redes no han cambiado

significativamente en su tecnología o bien no se han adoptado nuevos niveles de transporte, dichos porcentajes son válidos a lo largo del período analizado.

En la Figura 3.2 se muestra la evolución experimentada por el cargo base de transporte de potencia aplicado al nivel de distribución entre los años 1993 y 1997 en los sistemas interconectados del Norte Grande (SING) y Central (SIC):

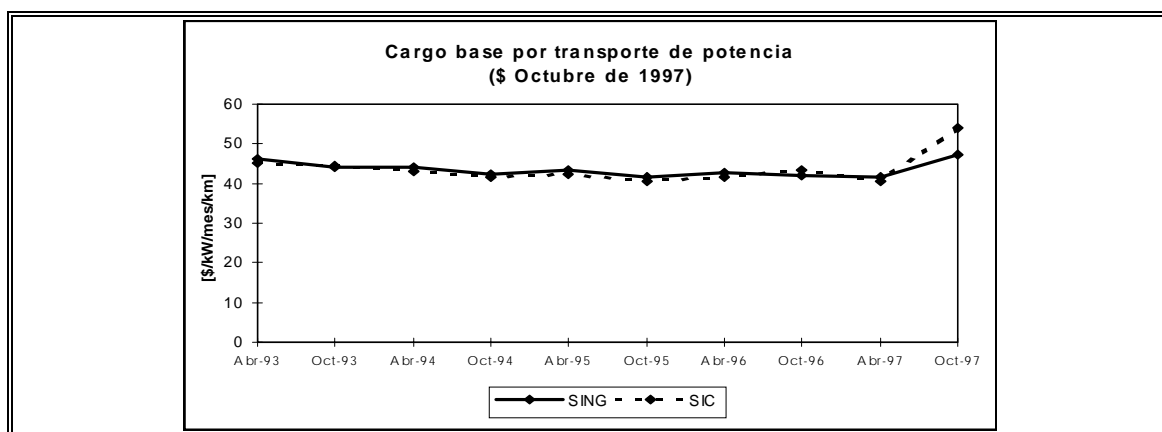


Figura 3.2: Evolución del cargo base por transporte de potencia

En la Figura 3.2 se aprecia que a lo largo del tiempo el cargo base por transporte de potencia se ha mantenido relativamente constante. Como se mencionó anteriormente, si la tecnología no ha variado o bien no se han adoptado nuevos niveles de transporte en este período de tiempo, sería válido que los valores para este cargo se mantuviera constante. Es digno de destacar que los cargos aplicados tanto en el SING y SIC son parecidos, lo cual puede ser causa de la similar tecnología empleada en el transporte. Por otro lado en la fijación de precios de nudo en 1997 los cargos entre el SING y SIC aumentan y difieren lo que podría reflejar un cambio tecnológico o bien el empleo de una nueva metodología para determinar estos cargos.

2. Cargos bases de transformación

Los cargos bases de transformación de energía entre los años 1993 y 1997 se han mantenido constantes. A modo de ejemplo se tiene que estos cargos en las subestaciones troncales de Crucero (SING) y Cerro Navia (SIC) son de 3,84 % y 7,73 % respectivamente. Lo anterior puede ser causa del uso de la misma tecnología a lo largo del período analizado.

La evolución experimentada por los cargos medios por transporte de potencia entre los años 1993 y 1997 se aprecia en la Figura 3.3:

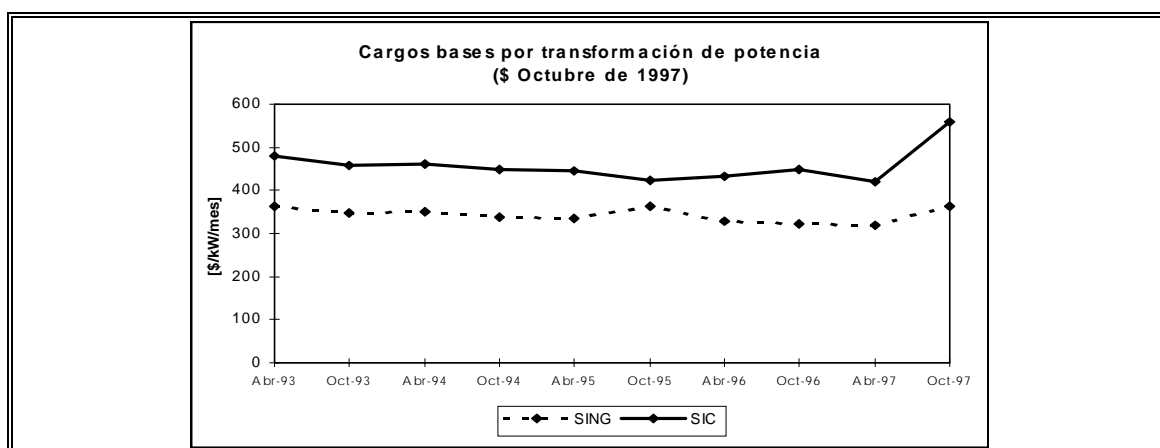


Figura 3.3: Evolución del cargo base por transformación de potencia

En la Figura 3.3 se aprecia que los cargos por transformación de potencia en el SING son más bajos que en el SIC. Esto puede ser causa del empleo de tecnología más eficiente o bien del uso de transformadores de mayor capacidad empleados principalmente para atender a los clientes libres constituidos por las grandes empresas mineras.

En relación con las alternativas de tarificación de la subtransmisión propuestas anteriormente, el autor considera lo siguiente:

1. Tarifas por el costo de servicio

El hecho de que las tarifas se establezcan basándose en los costos contables de las empresas puede dificultar la búsqueda de eficiencia por éstas debido que los costos considerados podrían encubrir la ineficiencia en la gestión de ellas, traspasándola a los clientes. Por otro lado al obtener un ingreso en función de las remuneraciones sobre los activos, incentiva a aumentar el valor de éstos. Cabe mencionar que la ventaja de este esquema tarifario es su fácil implementación.

2. Tarifas sobre la base de peajes

La metodología de peajes es válida si se considera lo siguiente:

- a) La subtransmisión presenta características técnicas y económicas similares a las existentes en la transmisión troncal.
- b) Hoy en día se reconoce la existencia de economías de escala en la transmisión troncal [DelS91] [Moli96] [Salv90], es decir, los costos marginales se encuentran por debajo de los costos medios. Este hecho impide que una tarificación a costo marginal cubra los costos totales incurridos en prestar el servicio, situación por la cual la legislación considera un pago adicional por el uso de las instalaciones que permita suplir dichos costos.
- c) La importancia de las economías de escala se incrementa al momento de considerar que, para prestar un servicio de alta calidad y confiabilidad, se debe incurrir en la duplicación de muchos equipos en las instalaciones de subtransmisión.
- d) En la subtransmisión se requiere una alta seguridad en el abastecimiento del servicio para evitar los costos sociales incurridos ante la ocurrencia de una falla.
- e) El sistema de subtransmisión presenta condiciones de sobredimensionamiento debido a la tecnología empleada. Esto se debe a que en el mercado existe una estandarización por niveles de tensión de las líneas y equipos, hecho que impide tener un sistema económicamente adaptado a la demanda.

Considerando las razones anteriores se puede decir que la subtransmisión es similar a la transmisión troncal y, al igual que ella, una tarificación basada en costos marginales no es capaz de suplir los costos totales incurridos en la actividad, razón por la cual se justificaría el pago de peajes para suplir la diferencia.

Extendiendo aún más esta idea se podrían establecer peajes desde las centrales generadoras a las subestaciones primarias de distribución, en cuya situación el costo de éstos debería ser pagados entre los generadores y clientes finales regulados en relación con el uso de las instalaciones.

En esta alternativa se paga por las instalaciones existentes, no existiendo señales que incentiven la eficiencia en la política de inversiones de las empresas, sin embargo, el gran problema de la aplicación de este esquema tarifario es que en la Ley no existe una metodología clara para calcular los peajes, dejando en manos de los generadores y transmisores el convenio de éstos. En la mayoría de los casos las negociaciones fracasan, debiendo recurrir a un tribunal arbitral que fija los montos y las fórmulas de reajustabilidad. Sin embargo, por medio de esta metodología se le asegura una cierta rentabilidad a las empresas, hecho que podría no incentivar la eficiencia en éstas.

3. Tarifas sobre la base de un valor agregado

Dado que la subtransmisión es considerado un monopolio natural [CNE89A] [Gati96], esta alternativa permite introducir conceptos de competencia en esta actividad por medio de comparar el comportamiento de las empresas con una empresa modelo. Por otro lado logra incentivar la eficiencia en las empresas debido a que si son más óptimas que la empresa modelo logran obtener utilidades, y en caso contrario pérdidas. En relación con la política de inversiones de las empresas, logra entregar las siguientes señales de eficiencia:

- a) Incentivos para hacer competir a la empresa real con una empresa modelo que es óptima en su política de inversiones y de gestión y que además cuenta con instalaciones adaptadas a la demanda que permiten ofrecer un servicio que cumple con las condiciones de calidad y seguridad exigidas por la autoridad.

- b) Incentiva la inversión futura en el sector en términos de que valora las inversiones con un concepto de VNR, cuyo significado económico es el costo de oportunidad que enfrentan los inversionistas que planean desarrollar nuevos proyectos en la industria. Este concepto es válido dado que las componentes de las instalaciones del sistema de subtransmisión en este esquema deben ser valoradas a precio de mercado.
- c) Resguardo de las inversiones pasadas al considerar un concepto de costo medio que considere, al menos en parte, el desarrollo histórico del sistema de subtransmisión.

Al apreciar la actual asignación de los costos en uso y capacidad empleados en las tarifas de la subtransmisión en la etapa de transformación, donde el 50 % de los costos que debían ser asignados a capacidad fueron asignados a uso, lo hacen ser un mecanismo de autorregulación que impone a la empresa la amenaza de que al dar una mala calidad de servicio y no vender energía, trae como consecuencia la no-recuperación total de los costos de inversión, mantención y operación. A través de esta asignación puede que se corrijan los posibles incentivos perversos que enfrenta la empresa, sin embargo, queda la interrogante si el porcentaje aplicado es el correcto.

El maximizar los resultados esperados con la implementación de esta alternativa, va a depender de la existencia de asimetrías en la información, pues el incentivar la eficiencia en las empresas principalmente estará ligada a cuan bien se determinen los costos incurridos por la empresa modelo.

4. RPI-X o Price cap

El hecho de que a las empresas se les controle el precio cobrado en vez de su rentabilidad permite proveer señales de eficiencia económica a éstas, las cuales son incentivadas a una constante búsqueda de reducción de costos por medio de la adopción de nuevas tecnologías e innovaciones en la política de gestión.

En esta alternativa se acepta las condiciones actuales de las empresas, sin embargo, se plantea un proceso a lo largo de los años en el cual se le incentiva a adquirir características de una empresa eficiente.

Al igual que la alternativa anterior el maximizar los resultados esperados va a depender de la existencia de asimetrías en la información, pues el incentivar la eficiencia en las empresas principalmente estará ligada a cuan bien se determinen los costos incurridos por la empresa modelo.

La metodología basada en sistemas económicamente adaptados (empleado por la autoridad actualmente) y aquella sobre la base de un valor agregado tienen en común la búsqueda de determinar una referencia eficiente de la actividad a tarifificar, aunque la primera busca la eficiencia en las instalaciones y la segunda en la empresa.

Finalmente se puede acotar que los esquemas regulatorios en vigencia que buscan estimular la eficiencia en las actividades monopólicas como la subtransmisión, permiten descartar la alternativa de tarifas sobre la base del costo de servicio. Dado el carácter de las tarifas en la subtransmisión las dos alternativas más coherentes con ellas son las de tarifas sobre la base de un valor agregado y sistemas económicamente adaptados.

IV. METODOLOGÍA EMPLEADA EN EL CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN Y FÓRMULAS DE TARIFAS

4.1 Introducción

En las bases publicadas por la Comisión Nacional de Energía, en adelante CNE, para el estudio del Valor Agregado de Distribución, en adelante VAD, que regiría a partir de 1996, se plantea que las empresas concesionarias de distribución, como conjunto o en forma individual, contratan el estudio de costos del VAD a una empresa consultora elegida por ellas de una lista de empresas acordadas por la CNE. Cada estudio contratado por las empresas debe abarcar las áreas de distribución típicas determinadas por la CNE que se detallan más adelante.

La tarea del consultor consiste en dimensionar para las áreas típicas²⁶ una empresa de distribución modelo que teóricamente hubiese prestado el servicio de distribución en todas ellas²⁷ durante el año calendario inmediatamente anterior al año de estudio de los costos del VAD, calculando las siguientes componentes de su costo de distribución:

1. Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario independientes de su consumo.
2. Pérdidas medias de distribución en potencia y energía expresadas respectivamente como multiplicadores de la potencia y energía suministrada durante el año calendario inmediatamente anterior al año de estudio.

²⁶ La CNE comunica a los consultores las zonas de distribución de una empresa distribuidora real, elegida por ella, para facilitar la creación de una empresa modelo y el cálculo de sus costos para la obtención de los VAD de cada área típica.

²⁷ La CNE no considerará para el cálculo del promedio ponderado, referido en el Artículo N°107 del D.F.L.1, aquellos estudios que no abarquen las cinco áreas típicas.

3. Costos²⁸ estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante VNR, de las instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10 % real anual.

Con los resultados obtenidos para los costos indicados se estructura los correspondientes VAD desglosados en los términos que se detallan más adelante y acompañados por una proposición de fórmulas de indexación que expresan dichos valores en función de los índices de variación de los principales componentes e índices técnicos que relacionan los costos de distribución con características especiales que representan posibles variaciones de costos en las zonas de empresas distribuidoras reales respecto de la empresa modelo, en cada área típica.

En este capítulo se revisan las bases publicadas por la CNE para el estudio de los valores agregados de distribución realizado en 1996. Además, se propone una alternativa para el cálculo de este valor cuando la actividad de distribución se desagrega en tareas de distribución y comercialización. Finalmente el autor analiza las bases y propone modificaciones que permitirían mejorar el proceso.

4.2 Costos a considerar en el valor agregado de distribución

El estudio de los valores que agrega la actividad de distribución se realiza en base a los costos incurridos por una empresa modelo que es eficiente en su política de inversiones y gestión, cuenta con instalaciones adaptadas a la demanda y permite ofrecer un servicio de cierta calidad y seguridad. Dicha empresa se dimensiona a partir de una o varias empresas reales definidas por la autoridad.

²⁸ Tanto los costos de inversión, mantención y operación, como el costo fijo, se expresan en pesos del 31 de Diciembre del año calendario inmediatamente anterior al año de estudio.

El valor agregado se calcula para cada área típica de distribución establecida y se encuentra constituido por el costo fijo (costos por concepto de gastos administrativos, facturación y atención del usuario), factores de expansión de pérdidas de energía y potencia (en alta y baja tensión) y costos estándares de inversión, operación y mantenimiento. Los consultores deben además, proponer fórmulas de indexación que expresen los costos en función de índices de variación representativos de sus principales componentes y proponer índices técnicos que los relacionen con características especiales que representen posibles variaciones de costos en las zonas de empresas distribuidoras reales respecto de la empresa modelo en cada área típica.

El proceso de cálculo de los valores agregados se realiza a través de las siguientes etapas:

1. Recopilación, validación y revisión de los costos de la empresa real

Una vez recopilados los datos de la empresa real el consultor verifica la existencia del gasto o instalación. La revisión de los costos sólo se refiere al criterio de asignación que la empresa real empleó en su información y por lo tanto no se relaciona con la necesidad de la instalación o del gasto ni de su valorización.

2. Dimensionamiento de la empresa modelo

Se dimensiona una empresa teórica modelo que es eficiente en su política de inversiones y gestión, y que cuenta con instalaciones adaptadas a la demanda que permiten ofrecer un servicio acorde a los estándares de calidad exigidos por la autoridad.

3. Determinación de los costos de la empresa modelo

Se valorizan las instalaciones de la empresa modelo dimensionada en la etapa 2 estableciendo además los costos de explotación asociados. Por otro lado se establecen las pérdidas medias de potencia y energía.

4. Determinación de los valores agregados de distribución

Se determinan los cargos fijos, factores de expansión de pérdidas y los costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución.

4.3 Bases técnicas empleadas en el estudio de los valores agregados de distribución

En los siguientes puntos se presentan y describen las bases entregadas por la CNE a los consultores para realizar el estudio de los valores agregados de distribución durante el proceso llevado a cabo en 1996.

4.3.1 Definición de las áreas típicas

La CNE definió cinco áreas típicas de distribución para representar en forma más adecuada las áreas en las cuales el VAD es parecido entre sí. Los criterios empleados en la definición de estas áreas son los siguientes:

1. Area 1S

Area de distribución abastecida por redes subterráneas debido a la exigencia de una ordenanza municipal o decreto alcaldicio vigente que pertenecen a comunas que cumplen con las siguientes condiciones:

- a) Población total mayor a 70.000 habitantes.
- b) Cualquiera de las siguientes condiciones:
 - Relación entre viviendas urbanas y superficie ocupada por viviendas urbanas²⁹ mayor a 350 viviendas /Km². ($N^{\circ}\text{Viv.Urb.} / \text{Km}^2 > 350$).

²⁹ Se considera como superficie ocupada por viviendas urbanas, aquella en la cual existen viviendas calificadas como urbanas.

- Relación entre número de clientes en baja tensión y kilómetros de línea en baja tensión superior a 250 Clientes/Km. ($N^{\circ}\text{Clien.BT}/\text{KmBT} > 250$).
- Relación entre la energía vendida a clientes regulados y el número de habitantes totales de la comuna superior a 1.400 kWh/Hab.

2. Area 1A

Area de distribución que puede ser abastecida por redes aéreas por no existir exigencia de redes subterráneas emanada de una ordenanza municipal o decreto alcaldicio vigente y que cumple con las siguientes condiciones:

- a) Población total mayor a 70.000 habitantes.
- b) Cualquiera de las siguientes condiciones:
 - Relación entre viviendas urbanas y superficie ocupada por viviendas urbanas mayor a 350 viviendas /Km². ($N^{\circ}\text{Viv.Urb.}/\text{Km}^2 > 350$).
 - Relación entre número de clientes en baja tensión y kilómetros de línea en baja tensión superior a 250 Clientes/Km. ($N^{\circ}\text{Clien.BT}/\text{KmBT} > 250$).
 - Relación entre la energía vendida a clientes regulados y el número de habitantes totales de la comuna superior a 1.400 kWh/Hab.

3. Area 2

Area de distribución que no resulta clasificada como área típica 1S ó 1A y que es abastecida por una empresa que al nivel comunal cumple con las siguientes condiciones:

- a) Clientes de la empresa dentro de la comuna mayor a 10.000.
- b) Cualquiera de las siguientes condiciones:
 - Relación entre la potencia total vendida y los kilómetros de línea de alta tensión superior a 65 kW/Km. ($\text{kW}/\text{KmAT} > 65$).

- Relación entre la energía total vendida y el total de clientes superior a 7.000 kWh/NºClient. ($\text{kWh/N}^\circ\text{Client.} > 7.000$).

4. Area 3

Area de distribución abastecida por una empresa que no haya cumplido las condiciones impuestas para la clasificación de 1S, 1A, 2 y 4.

5. Area 4

Area de distribución abastecida por una empresa que no cumple con las siguientes condiciones al nivel comunal:

- a) Relación entre la energía total vendida y los kilómetros de línea de alta tensión superior a 60.000 kWh/Km. ($\text{kWh/KmAT} > 60.000$).
- b) Relación entre la potencia total vendida y los kilómetros de línea de alta tensión superior a 15 kW/Km. ($\text{kW /KmAT} > 15$).
- c) Relación entre la energía total vendida y el total de clientes superior a 5.500 kWh/NºClient. ($\text{kWh/N}^\circ\text{Client.} > 5.500$).

4.3.2 Bases generales del estudio de costos

4.3.2.1 Alcance del estudio

A partir de los costos de la empresa modelo se establece el valor agregado por concepto de costos de distribución constituido por el costo fijo, los factores de expansión de pérdidas y los costos estándares de inversión, operación y mantención. Se proponen además fórmulas de indexación que expresan los costos en función de índices de variación representativos de sus principales componentes e índices técnicos que relacionan los costos de distribución con características especiales que representan posibles variaciones de costos en las zonas de empresas distribuidoras reales respecto de la empresa modelo, en cada área típica.

4.3.2.2 Aspectos a considerar en el desarrollo del estudio

A partir de la empresa real se dimensiona una empresa modelo que:

1. Opera en el país.
2. Es eficiente en sus inversiones.
3. Es eficiente en su gestión.
4. Sus instalaciones están adaptadas a la demanda.
5. Su costo de capital³⁰ es igual al 10 % real anual.

Al realizar el dimensionamiento de la empresa modelo de un área típica a partir de una empresa real se analizan las siguientes situaciones:

1. Dado que la empresa real generalmente presta servicios adicionales³¹ a los servicios regulados se debe considerar la existencia de costos conjuntos, en cuya situación se deben separar los costos correspondientes a los servicios no regulados.
2. Las instalaciones y gastos de la empresa real no son el resultado de una política de inversión y de gestión eficientes, entendiéndose por éstas la alternativa de mínimo costo presente para prestar el servicio de distribución en un período de 30 años,

³⁰ Esta tasa es aplicable al resultado operacional antes de la depreciación y descontados los gastos correspondientes al desarrollo de las inversiones. No incluye otros egresos e ingresos fuera de las actividades de explotación de distribución, gastos ni ingresos financieros, impuestos a las utilidades, etc.

³¹ Es el caso de arriendo y conservación de equipos de medida, conexión de nuevos clientes, el arriendo, mantención y la instalación de empalmes, la prestación de asesorías a terceros, etc.

con una calidad determinada, considerando las opciones técnicas existentes, la vida útil de las instalaciones y una tasa de actualización igual al 10 %.

3. La empresa real no tiene necesariamente las instalaciones adaptadas a la demanda. En esta situación las instalaciones de la empresa real pueden no corresponder a las estrictamente necesarias y suficientes para satisfacer la demanda de los consumos de precio regulado incluyendo una holgura que permita satisfacer el crecimiento de la demanda en el corto plazo³².
4. La calidad de servicio³³ de la empresa real puede ser menor, igual o superior a la definida en las bases del estudio, debiendo utilizar estas últimas para definir las características de la empresa modelo.

4.3.2.3 Definición de la empresa modelo

Dicho proceso se ciñe a las siguientes etapas:

1. Definición de las características de la empresa y de la zona correspondiente

La zona abastecida por la empresa modelo en cada área típica debe ser igual a la zona geográfica que sirve la empresa real. Luego se calculan los costos de la empresa modelo para el total de las zonas.

2. Dimensionamiento de clientes y ventas

Se determina el universo de clientes por área típica que deben ser atendidos tanto en cantidad como en consumo de potencia y energía por opción tarifaria. Finalmente se determinan los clientes y ventas para la empresa modelo.

³² Se entenderá por corto plazo al período no mayor a 2 años.

³³ Para las áreas típicas 1, 2 y 3 se emplean las normas de calidad normales y en el área 4 las normas de calidad para zonas rurales.

3. Dimensionamiento de las instalaciones del sistema eléctrico

Se realiza el dimensionamiento de las instalaciones del sistema eléctrico asignadas a cada área típica de tal forma de obtener instalaciones adaptadas a la demanda y que cumplan con una calidad de servicio acorde a las exigidas en las bases.

4. Dimensionamiento de la mantención y operación

Se establecen las actividades en características y cantidad, los requerimientos de recursos humanos, de instalaciones y equipamiento para una empresa modelo eficiente en la gestión y con una calidad de servicio acorde a las exigidas en las bases.

5. Dimensionamiento de la organización de la empresa modelo

En la organización se debe considerar los antecedentes informados para la empresa total y para la asignación a cada área típica.

6. Dimensionamiento de las instalaciones muebles e inmuebles

Se dimensionan los bienes muebles e inmuebles requeridos por la empresa modelo.

7. Dimensionamiento asignado a cada área típica

Con los resultados anteriores se debe revisar y corregir, si procede, los antecedentes proporcionados por la empresa real.

8. Precios unitarios

Una vez obtenido el dimensionamiento de la empresa modelo se determinan los costos de distribución.

9. Costos de atención de clientes

Basándose en el dimensionamiento de clientes, de la organización y considerando los precios unitarios establecidos en el punto anterior se desarrolla un estudio de determinación de los costos de atención de clientes.

10. Cálculo de las pérdidas medias de energía y potencia

Se efectúa un cálculo analítico de las pérdidas eléctricas del sistema de distribución y una estimación de las cuentas incobrables.

11. Costos de las instalaciones

Se determina el costo de las instalaciones adaptadas a la demanda de la empresa modelo eficiente.

12. Costos de mantención y operación.

Se determinan los costos asociados a las actividades y requerimientos de mantención y operación dimensionados para la empresa modelo.

4.3.3 Costos de la empresa real

4.3.3.1 Antecedentes de la empresa real

Los antecedentes que debe manejar el consultor son los siguientes:

1. Organización, recursos humanos y costos de remuneraciones de la empresa total y asignados a cada área típica.
2. Clientes y ventas de la empresa total y asignados a cada área típica (número de clientes por opción tarifaria y de precio no regulado con indicación de las ventas de potencia y energía).

3. Valor Nuevo de Reemplazo³⁴ de instalaciones de la empresa total y asignados a cada área típica.
4. Costos de explotación del año anterior al estudio de la empresa total y asignados a cada área típica.
5. Antecedentes de calidad de servicio de la empresa total y de cada área típica.
6. Antecedentes de costos unitarios de instalaciones correspondientes a la empresa total y a cada área típica.
7. Antecedentes de costos de explotación típicos por actividad correspondientes a la empresa total y a cada área típica.
8. Planos y documentos de las instalaciones de la empresa total e indicación de las instalaciones asignadas a cada área típica.

El consultor debe validar los antecedentes de los costos anteriores, entendiéndose la validación en esta instancia a *verificar la existencia del gasto o instalación y no a la necesidad del mismo o a su correcta o incorrecta valorización.*

4.3.4 Dimensionamiento de la empresa modelo

El consultor *no debe redimensionar* la empresa para que atienda sólo cada una de las áreas típicas en estudio salvo que se demuestre que esto es económicamente más conveniente que hacerlo en forma integrada. Se deben *aprovechar todas las economías de escala* correspondientes y en particular aquellas relacionadas con la atención de público y costos generales de administración.

³⁴ El valor del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) debe corresponder a los resueltos por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) o la comisión pericial según corresponda.

4.3.4.1 Clientes y ventas

A través de un análisis de los datos de la empresa se determina la cantidad de clientes de cada opción tarifaria correspondiente a cada una de las áreas típicas. Para la cantidad de clientes establecida se determina la energía anual y la potencia máxima coincidente suministrada.

4.3.4.2 Dimensionamiento de las instalaciones del sistema eléctrico

El objetivo es establecer las instalaciones del sistema eléctrico de distribución que tendría una empresa teórica eficiente en sus inversiones y en sus gastos y que cuenta con instalaciones adaptadas a la demanda.

La optimización³⁵ se realiza a través de la adaptación de las instalaciones de la empresa real a la demanda establecida en los puntos y en la magnitud que corresponde considerando la holgura mínima necesaria para atender el crecimiento esperado de ésta. Se analizan a lo menos las siguientes situaciones:

1. Uso de líneas aéreas en todas aquellas zonas que no se han definido como 1S.
2. Uso de conductor de aluminio en baja y alta tensión.
3. Optimización de la sección de los conductores.
4. Alternativa de postación con diferentes materiales y distancias entre postes, incluyendo como menor costo de instalación los beneficios esperados por apoyos a terceros.
5. Instalación de reactivos.

³⁵ El criterio de optimización considera minimizar a una tasa del 10% real anual, el valor presente de los costos de inversión, de operación y mantenimiento durante un período de 30 años, teniendo en cuenta las exigencias de calidad de servicio.

6. Arriendo de oficinas en lugares diferentes a los existentes.
7. Reemplazo de los servicios de contratistas por personal propio.
8. Asignación a contratistas de tareas desempeñadas por personal propio.
9. Conexión a diferentes subestaciones primarias de distribución.

El consultor considera que cada uno de los consumidores presenta un factor de potencia igual a 93 % inductivo. Para evaluar el costo de las pérdidas de distribución se utiliza el precio de compra que corresponda, con los recargos existentes, en el punto de entrada al sistema de distribución AT.

Se debe evaluar, explicar y fundamentar los cálculos desarrollados explicando las diferencias detectadas entre la empresa modelo y la real debiendo incluir un análisis del efecto de las exigencias de calidad de servicio sobre el dimensionamiento de las instalaciones.

El consultor debe validar los antecedentes de los costos anteriores, entendiéndose la validación en esta instancia, a verificar la existencia del gasto o instalación y no a la necesidad del mismo o a su correcta o incorrecta valorización.

4.3.4.3 Dimensionamiento de la mantención y operación

Se establecen las actividades en características y cantidad, los requerimientos humanos, instalaciones, equipamiento, materiales y repuestos. Este estudio define en forma separada las actividades requeridas para la distribución de alta tensión, en adelante AT, y de baja tensión, en adelante BT, sin embargo, si resulta más eficiente en costos y gestión se debe considerar el uso compartido de los recursos para su ejecución. Con el mismo propósito se evalúa la conveniencia de realizar parte o la totalidad de las actividades con recursos externos.

El resultado del estudio esta compuesto por los tipos y cantidad al año de las actividades de mantención y operación junto con los recursos utilizados para su ejecución desglosados en personal, instalaciones y gastos.

4.3.4.4 Dimensionamiento de la organización

Se debe definir la estructura de unidades de trabajo de la empresa modelo y el personal, en cantidad y calificación, que deben constituirlos. Se incluyen los siguientes estudios:

1. Estudio de la organización vigente

Considera las siguientes actividades:

- a) Definición de cada una de las actividades desarrolladas por la empresa.
- b) Descripción de la organización vigente y de como están asignadas las tareas a las unidades de trabajo separadas en actividades sometidas y no sometidas a regulación de precios.
- c) Descripción de cargo del personal.
- d) Descripción de las tareas asignadas a contratistas.
- e) Nivel de remuneraciones³⁶ del personal.
- f) Revisión del nivel de remuneraciones sobre la base de sueldos en empresas³⁷ no sometidas a regulación de precios.
- g) Revisión y optimización de la estructura de personal incluyendo la posibilidad de realizar internamente tareas realizadas con contratistas y viceversa.

³⁶ Se incluyen todas las regalías tales como bonos, incentivos, tarifa eléctrica diferenciada etc.

³⁷ Se excluyen las empresas de generación y transporte de electricidad.

Con los datos anteriores se confecciona para las actividades sometidas a regulación de precios los siguientes cuadros:

- a) Organigrama de la empresa real.
- b) Costo anual de personal propio y de contratistas, organización vigente.
- c) Asignación de tareas, organización vigente.

2. Estudio de la organización propuesta

Se confecciona una recomendación de la corrección de los cuadros anteriores. Como es de suponer la información debe estar respaldada con los antecedentes de los análisis realizados, los criterios aplicados y las decisiones adoptadas.

4.3.4.5 Dimensionamiento de las instalaciones muebles e inmuebles

Se realiza el dimensionamiento de los bienes muebles e inmuebles necesarios para la gestión comercial de los clientes y para la mantención y operación. Para cumplir con lo anterior se analizan las instalaciones muebles e inmuebles asignadas a cada área típica por la empresa real revisando su dimensionamiento con los requerimientos de la empresa propuesta y las actividades de mantención y operación, como su ubicación en función de la eficiencia en la gestión.

Es importante mencionar que no corresponde asignar instalaciones muebles e inmuebles a clientes, por cuanto la Ley señala que el costo fijo considera gastos de administración, facturación y atención del usuario, pero no menciona el costo de capital de instalaciones.

4.3.4.6 Dimensionamiento asignado a cada área típica

De los estudios anteriores se revisa la información del tipo y cantidad de instalaciones, actividades de explotación asignadas a cada área típica y asociadas a la distribución.

4.3.5 Determinación de los costos de la empresa modelo

En esta etapa se valorizan las instalaciones de la empresa modelo resultante del estudio de dimensionamiento y se establecen los costos de explotación asociados desglosados en costos de atención de clientes y costos de mantenimiento y operación. Además se calculan las pérdidas medias de potencia y energía.

4.3.5.1 Precios Unitarios

El estudio de precios³⁸ unitarios incluye todos los ítems de costos correspondientes a las instalaciones, a la atención de clientes, a la mantenimiento y operación asociados a la distribución de la empresa modelo adaptada a la demanda y eficiente en la política de inversiones y gestión.

4.3.5.2 Costos de atención de clientes

Se determinan los costos³⁹ de atención de clientes correspondientes a cada área típica y desglosados en los siguientes tipos de actividad:

³⁸ Todos los valores se determinan sin el impuesto al valor agregado (IVA).

³⁹ Los costos corresponden a los del año anterior al año en el cual se realiza el estudio del VAD.

1. Atención según nivel de potencia.
2. Lectura de medidores según tipo de medidor.
3. Facturación y cobranza según tipo de medidor.

El costo⁴⁰ de las instalaciones muebles e inmuebles se denomina *CIMI* y se desglosa en una parte asignada a alta tensión (*CIMIAT*) y otra a baja tensión (*CIMIBT*) de modo que:

$$CIMI = CIMIAT + CIMIBT \quad [\$]$$

El costo de explotación de atención de clientes se denomina *CEXAC* y se calcula como:

$$CEXAC = CEXAP + CEXLM + CEXFC \quad [\$]$$

en que:

CEXAP : Costos de atención de clientes según potencia.

CEXLM : Costos de atención de clientes por lectura de medidores.

CEXFC : Costos de atención de clientes por facturación y cobranza.

Al realizar una regresión lineal entre los *CEXAP* se puede obtener la siguiente expresión con la finalidad de obtener el valor de *k1* y *k2*:

$$CEXAP = k1*NC + k2*PTS$$

en que:

⁴⁰ Las instalaciones muebles e inmuebles asignadas a cada área típica no forman parte del costo de atención de clientes, por cuanto en éste sólo corresponde incluir gastos de administración, facturación y atención al usuario, debiendo asignarse las inversiones al costo por unidad de potencia suministrada.

NC : Número de clientes a precio regulado.

PTS : Potencia total coincidente 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 $CEXLM$ se calcula como:

$$\boxed{CEXLM = CEXME + CEXMD + CEXMH \text{ [\$]}}$$

en que:

$CEXME$: Costo de lectura de medidor simple de energía.

$CEXMD$: Costo de lectura de medidor de energía y demanda máxima.

$CEXMH$: Costo de lectura de medidor de energía y demanda horaria.

Con los datos anteriormente se calculan los siguientes costos unitarios de lectura de medidor:

$$\boxed{ke = \frac{CEXME}{NCME}} \quad \boxed{kd = \frac{CEXMD}{NCMD}} \quad \boxed{kh = \frac{CEXMH}{NCMH}}$$

en que:

$NCME$: 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.

ke : Costo unitario de lectura de medidor simple de energía.

Kd : Costo unitario de lectura de medidor de energía y demanda máxima.

Kh : Costo unitario de lectura de medidor de energía y demanda horaria.

El $CEXFC$ permite obtener el siguiente costo unitario de atención de clientes por facturación y cobranza:

$$kfc = \frac{CEXFC}{NC}$$

El valor de cada uno de los parámetros “k” de costos unitarios de atención a clientes, con excepción k_2 , se desglosa en una parte fija y una variable en función del número de clientes.

4.3.5.3 Cálculo de pérdidas medias de energía y potencia

La empresa distribuidora informa al consultor la energía ingresada al área típica o una estimación⁴¹ de ella mediante una proporción de las ventas correspondientes, y la demanda máxima bruta demandada en dicha área típica considerando periodos de integración de quince minutos. Luego de la validación y revisión de la información las pérdidas de energía y de potencia son las que resultan de la aplicación de un cálculo analítico de pérdidas coincidentes de potencia y de energía en cada etapa del sistema de distribución considerando las ventas con las instalaciones adaptadas a la demanda.

El modelo de simulación⁴² o la metodología de cálculo de pérdidas es especialmente diseñado para el cálculo de éstas, el cual debe aplicarse como mínimo en cada uno de los alimentadores de distribución AT del sistema, considerando el transformador de distribución secundaria como la mínima representación de los

⁴¹ Considera el período de los cuatro años anteriores al año en el cual se realiza el estudio del VAD.

⁴² No se acepta el uso de programas de flujo de potencia de uso normal en el análisis del sistema eléctrico.

consumos. Las pérdidas en el sistema de distribución de BT se obtienen a través de una modelación o una metodología específica que considere todas las configuraciones presentes en el área típica, no pudiendo emplearse extrapolaciones para el total de una etapa del sistema eléctrico de distribución a partir del cálculo individual.

La estimación de las ventas incobrables de AT y BT resultan de la aplicación de una metodología objetiva que el consultor debe detallar y fundamentar, no debiendo incluir el hurto.

Si la demanda máxima de potencia en el sistema de distribución no ocurre en las horas de punta del sistema de generación, el consultor obtiene de la empresa información⁴³ relativa a la potencia aplicable para las compras de potencia a las empresas generadoras.

A partir de los resultados obtenidos en esta etapa del estudio se calculan los siguientes parámetros para la empresa modelo en cada área típica:

1. kWAT⁴⁴

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.

2. kWBT⁴⁵

Demanda máxima cobrable a los usuarios en baja tensión.

⁴³ Los datos son verificados y ajustados por el consultor, de modo de representar la situación de la empresa modelo.

⁴⁴ Es igual a la potencia cobrable en AT más el total de potencia ingresada a distribución BT.

⁴⁵ Es igual al valor de ventas de potencia total cobrable.

3. PMPBD⁴⁶

Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en baja tensión.

4. PMPBG⁴⁷

Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en baja tensión en horas de punta de generación.

5. PMEB⁴⁸

Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en baja tensión.

6. PMPAD⁴⁹

Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en alta tensión.

7. PMPAG⁵⁰

⁴⁶ Es igual a la razón entre el total de potencia ingresada a distribución BT y el valor de ventas de potencia total cobrable.

⁴⁷ Es igual a la razón entre el total de potencia ingresada a distribución BT y el valor de ventas de potencia total cobrable, en horas de punta de generación.

⁴⁸ Es igual a la razón entre el total de energía ingresada a distribución BT y el valor de ventas de energía total cobrable.

⁴⁹ Es igual a la razón entre potencia total ingresada a distribución AT, y la potencia cobrable en AT más el total de potencia ingresada a distribución BT.

Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en alta tensión en horas de punta de generación.

8. PME⁵¹

Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en alta tensión.

Finalmente se realiza un análisis comparativo de los resultados obtenidos para las distintas áreas típicas explicando y fundamentando las diferencias.

4.3.5.4 Costo de las instalaciones

A partir de los costos de instalaciones en alta tensión (*CINSTAT*), costo de las instalaciones en baja tensión (*CINSTBT*) y costos de las instalaciones muebles e inmuebles asignados en alta y baja tensión (*CIMIAT* y *CIMIBT*) se calculan los siguientes costos unitarios:

$$k_{iat} = \frac{CINSTAT + CIMIAT}{kWAT} [$/kW]$$

$$k_{ibt} = \frac{CINSTBT + CIMIBT}{kWBT} [$/kW]$$

en que:

⁵⁰ Es igual a la razón entre potencia total ingresada a distribución AT, y la potencia cobrable en AT más el total de potencia ingresada a distribución BT, aplicable en horas de punta de generación.

⁵¹ Es igual a la razón entre la energía total ingresada a distribución AT, y la energía cobrable en AT más el total de energía ingresada a distribución BT.

k_{iat} : Costo unitario de las instalaciones asignadas a alta tensión.

k_{ibt} : Costo unitario de las instalaciones asignadas a baja tensión.

Finalmente se realiza un análisis comparativo de los resultados obtenidos para las distintas áreas típicas, explicando y fundamentando las diferencias.

4.3.5.5 Costo de mantención y operación

A partir de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones en alta tensión ($COYMAT$) y en baja tensión ($COYMBT$) se obtienen los siguientes costos unitarios:

$$k_{oymat} = \frac{COYMAT}{kWAT} [$/kW]$$

$$k_{oymbt} = \frac{COYMBT}{kWBT} [$/kW]$$

en que:

k_{oymat} : Costo unitario de operación y mantenimiento asignado a alta tensión.

k_{oymbt} : Costo unitario de operación y mantenimiento asignado a baja tensión.

Al igual que en el caso anterior se realiza un análisis comparativo de los resultados obtenidos para las distintas áreas típicas, explicando y fundamentando las diferencias.

4.3.6 Valor agregado por concepto de costos de distribución

4.3.6.1 Valores Agregados

El VAD se compone de los siguientes parámetros:

1. Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención de usuarios del área típica

Según el tipo de medidor se calcula como:

$$CFE = (kav + ke + kfc) / 12 \text{ [$/cliente/mes]}$$

$$CFD = (kav + kd + kfc) / 12 \text{ [$/cliente/mes]}$$

$$CFH = (kav + kh + kfc) / 12 \text{ [$/cliente/mes]}$$

en que:

CFE : Costo fijo para medidor simple de energía.

CFD : Costo fijo para medidor de energía y demanda máxima.

CFH : Costo fijo para medidor de energía y demanda horaria.

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

2. Factores de expansión de pérdidas medias de distribución en potencia y energía

Se expresan en por unidad de la potencia y energía suministrada respectivamente y corresponden a los valores de la tabla siguiente:

Tabla 4.1: Factores de expansión de pérdidas

	Alta Tensión		Baja Tensión	
	Potencia	Energía	Potencia	Energía
Factor de expansión de pérdidas	PMPAD	PMEA	PMPBD	PMEB

3. Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución

Se calculan por unidad de potencia suministrada y son los siguientes:

$$VADAT = (a * kiat + koymat) / 12 \quad [\$/kW/mes]$$

$$VADBT = (a * kibt + koymbt) / 12 \quad [\$/kW/mes]$$

en que:

VADAT : Valor agregado por costos de distribución en AT.

VADBT : Valor agregado por costos de distribución en BT.

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

Los valores obtenidos para los costos de distribución deben desglosarse en una parte fija y otra que varíe con la potencia suministrada.

Los *valores agregados* se calculan como:

$$CDAT = VADAT \quad [\$/kW/mes]$$

$$CDBT = VADAT * PMPBD + VADBT \quad [\$/kW/mes]$$

donde :

CDAT : Costo de distribución en alta tensión por unidad de potencia suministrada.

CDBT : Costo de distribución en baja tensión por unidad de potencia suministrada.

4.3.6.2 Indexación de los valores agregados

El consultor propone fórmulas que expresen los costos fijos (\$/cliente/mes) y los costos de distribución AT y BT (\$/kW/mes) en función de índices de variación representativos de los principales componentes de costos que correspondan, dentro de lo posible, a indicadores de público conocimiento. Los

valores base para los índices deben corresponder a los utilizados en la valorización de los costos.

4.3.7 Exigencias de calidad de servicio

4.3.7.1 Exigencias de calidad de servicio normales

1. Variaciones de voltaje

Las variaciones u holguras permitidas de la tensión nominal en el punto de entrega son las siguientes:

a) En baja tensión

Excluyendo periodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión debe estar en el rango de $-7,5\%$ a $+7,5\%$ durante el 95% del tiempo de cualquier semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.

b) En media tensión

Excluyendo periodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión debe estar en el rango de $-6,0\%$ a $+6,0\%$ durante el 95% del tiempo de cualquier semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.

2. Interrupciones de suministro

Durante cualquier periodo anual las interrupciones de suministro de duración superior a los 3 minutos no pueden exceder los siguientes valores:

a) En los puntos de entrega a usuarios finales en tensiones inferiores a media tensión: 22 interrupciones que no excedan en conjunto 20 horas.

b) En todo punto de entrega a usuarios finales en tensiones iguales a media tensión: 14 interrupciones que no excedan en conjunto 10 horas.

3. Índices de continuidad de servicio

Estos índices permiten analizar las interrupciones de suministro en las instalaciones de concesión de servicio público de distribución. Los índices considerados son los siguientes:

a) Frecuencia media de interrupción por transformador (*FMIT*).

Su valor es de 5 veces al año, entendiéndose por él:

$$FMIT = \frac{\sum Qfs_i}{Qinst}$$

en que:

Qfs : Cantidad de transformadores fuera de servicio por interrupción.

Qinst : Cantidad total de transformadores instalados.

b) Tiempo total de interrupción por transformador (*TTIT*).

Su valor es de 22 horas al año, entendiéndose por él:

$$TTIT = \frac{\sum Qfs_i \cdot Tfs_i}{Qinst}$$

en que:

Tfs : Tiempo fuera de servicio por interrupción.

c) Frecuencia media de interrupción por kVA (*FMIK*).

Su valor es de 3.5 veces al año, entendiéndose por él:

$$FMIK = \frac{\sum kVAfs_i}{kVAinst}$$

en que:

kVA_{fs} : Potencia fuera de servicio en cada interrupción.

KVA_{inst} : Potencia total instalada.

d) Tiempo total de interrupción por kVA ($TTIK$).

Su valor es de 13 horas al año, entendiéndose por él:

$$TTIK = \frac{\sum kVA_{fs_i} \cdot T_{fs_i}}{kVA_{inst}}$$

Los indicadores de frecuencia con base transformadores ó kVA representan la cantidad de veces en el periodo considerado que se interrumpió en promedio el servicio a cada transformador de distribución secundaria ó a cada kVA de éstos. Los indicadores de tiempo representan la duración en horas que permaneció sin suministro el transformador ó kVA promedio en el periodo considerado. En ambos casos, cada cliente en distribución AT se representa por un transformador ficticio de potencia igual a la contratada.

4.3.7.2 Exigencias de calidad de servicio en zonas rurales

1. Variaciones de voltaje

Las variaciones u holguras permitidas de la tensión nominal en el punto de entrega son las siguientes:

a) En baja tensión

Excluyendo periodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión debe estar en el rango de -10 % a +10 % durante el 95 % del tiempo de cualquier semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.

b) En media tensión

Excluyendo periodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión debe estar en el rango de -8.0 % a +8.0 % durante el 95 % del tiempo de cualquier semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.

2. Interrupciones de suministro

Durante cualquier periodo anual las interrupciones de suministro de duración superior a los 3 minutos no pueden exceder los siguientes valores:

- a) En los puntos de entrega a usuarios finales en tensiones inferiores a media tensión: 42 interrupciones que no excedan en conjunto 30 horas.
- b) En todo punto de entrega a usuarios finales en tensiones iguales a media tensión: 26 interrupciones que no excedan en conjunto 15 horas.

3. Indices de continuidad de servicio

La fórmula de cálculo de estos índices es equivalente a la descrita en los índices de continuidad correspondiente a las exigencias de calidad de servicio normales.

- a) Frecuencia media de interrupción por transformador (*FMIT*).

Su valor es de 7 veces al año.

- b) Tiempo total de interrupción por transformador (*TTIT*).

Su valor es de 28 horas al año.

- c) Frecuencia media de interrupción por kVA (*FMIK*).

Su valor es de 5 veces al año.

- d) Tiempo total de interrupción por kVA (*TTIK*).

Su valor es de 18 horas al año.

4.3.7.3 Exigencias de calidad de atención

Se consideran las siguientes exigencias de calidad de atención a clientes:

1. Suspensiones temporales de servicio

Cualquier concesionario puede suspender temporalmente el servicio en alguna parte de la red cuando sea necesario para proceder al mantenimiento, reparación, ampliación, conexión de nuevos clientes o mejora de la misma, informando a los usuarios con un mínimo de 60 horas de anticipación. Estas suspensiones no se pueden efectuar en horas de punta y deben realizarse, siempre que sea posible, en los días y horas que menos afecten a los usuarios.

En el caso de puntos de entrega a usuarios finales en tensión igual o inferior a media tensión, las suspensiones temporales señaladas no deben superar para ningún cliente un periodo de suspensión de servicio de 12 horas en doce meses, ni de 8 horas continuas en ninguna ocasión.

2. Plazos de conexión.

Estos plazos de conexión o ampliación de servicios a los clientes son los siguientes:

Tabla 4.2: Plazos de conexión de servicios a clientes

Potencia Conectada [kW]	Tiempo [días]
1-10	15
11-150	30
Más de 150	Plazo fijado entre las partes

Los plazos anteriores son contados desde que el cliente haya cumplido con sus obligaciones previas, legales y reglamentarias, además de haber manifestado por escrito su disposición a suscribir el contrato de suministro.

3. Cortes de suministro por no pago

Los concesionarios de servicio público de distribución deben informar a sus clientes que se encuentran en situación de corte de suministro por falta de pago, antes de efectuarlo. El concesionario debe llevar un registro diario de los clientes a quienes se les haya cortado el suministro por falta de pago. Una vez efectuado el pago el concesionario deberá establecer la prestación del servicio público dentro de las 24 horas.

4. Atención de reclamos

Los concesionarios de servicio público de distribución deben aceptar y registrar avisos de terceros de situaciones de operación anormal o insegura, y aceptar reclamos en forma personal, mediante carta certificada, facsímil o vía telefónica.

4.4 Alternativa para establecer los costos de distribución

Una alternativa [CRE94M] [CRE96N] [CRE96D] [CRE97A] para establecer los valores que agrega la actividad de distribución a la tarifa final cobrada a los clientes regulados puede ser la de considerar una empresa que compra la energía y potencia, paga por el servicio de distribución a otra empresa y vende la energía y potencia a sus clientes finales, es decir, separar la actividad en las labores de distribución y comercialización. En este caso se tendrían dos empresas que podrían regularse de mejor forma lo que podría beneficiar la eficiencia en el sector. Más aún, la regulación sólo podría centrarse en la actividad de distribución (“el negocio de los alambres”) dejando al mercado la actividad de comercialización.

Como primera estimación y realizando un paralelo con los costos establecidos en las bases entregadas por la CNE durante el proceso de 1996, se

podría decir que la empresa encargada de la comercialización de los suministros incurriría en los siguientes costos:

1. Costos de atención de clientes, facturación y gastos administrativos

Corresponderían a la parte de los costos de operación y mantenimiento asignados a la actividad clientes.

2. Costo de instalaciones muebles e inmuebles destinadas a actividades de gestión

Correspondería a la parte de los costos de inversión asignados a los costos de instalaciones muebles e inmuebles.

Los costos por concepto de compra de energía y potencia, las pérdidas incurridas en el proceso de distribución y el pago por el servicio de distribución no se consideran en la empresa encargada de la comercialización debido a que son costos que se traspasan en forma íntegra al consumidor final.

A su vez la empresa encargada de distribuir la energía y potencia a los clientes finales incurriría en los siguientes costos:

1. Costo de las instalaciones eléctricas

Correspondería a la parte de los costos de inversión asignados a los costos de instalaciones eléctricas.

2. Costo 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 tensión.

En relación con los costos anteriores la empresa dedicada a las actividades de comercialización debe realizar los siguientes estudios para determinar sus instalaciones y costos:

1. Establecimiento de la cantidad de clientes en cada opción tarifaria, ventas de energía anual y potencia máxima coincidente con la punta del sistema correspondiente a cada una de las áreas típicas.
2. Dimensionamiento de la organización, definiendo las unidades de trabajo de la empresa y el personal, en cantidad y calificación que deben constituirlos.
3. Dimensionamiento de los bienes muebles e inmuebles necesarios para la gestión comercial de los clientes y para la mantención y operación.
4. Determinación de los costos de la empresa, valorizando las instalaciones y estableciendo los costos de explotación.
5. Determinación de los costos de atención de clientes.

Como se indicara anteriormente las actividades de comercialización podrían ser realizadas por distintas empresas que compiten entre ellas.

A su vez la empresa destinada a la actividad de distribución debe realizar los siguientes estudios para determinar sus instalaciones y costos:

1. Establecimiento de la cantidad de clientes, volumen de energía transportada y potencia máxima coincidente con la punta del sistema correspondiente a cada una de las áreas típicas.
2. Cálculo de pérdidas medias de energía y potencia (este cálculo se informa a la empresa encargada de la comercialización).
3. Dimensionamiento de las instalaciones eléctricas para una empresa eficiente en su política de inversiones, gastos y con instalaciones adaptadas a la demanda.
4. Dimensionamiento de los costos de operación y mantenimiento requeridos por las instalaciones eléctricas.
5. Determinación de los costos de la empresa, valorizando las instalaciones y estableciendo los costos de explotación.

6. Determinación de los costos de distribución.

En este caso, los estudios de costos deben ser regulados por la autoridad.

Esquemáticamente la asignación de costos de la empresa modelo en las empresas destinadas a la tarea de distribución y comercialización se aprecia en la Figura 4.1:

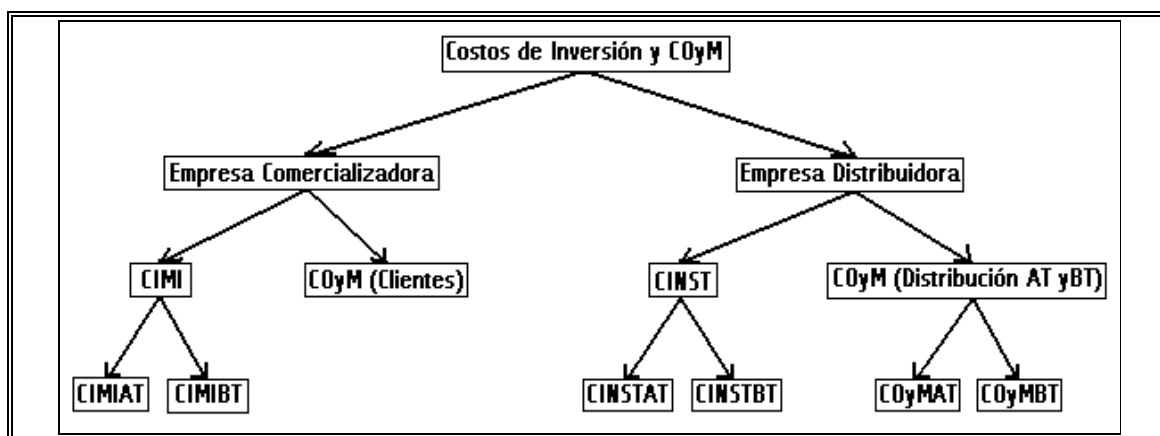


Figura 4.1: Distribución de costos en distribución y comercialización

En el caso de que la empresa comercializadora no es única y compite con otras, la distribución de costos presentado en la Figura 4.1 no es válido.

4.5 Resumen

En Chile, el estudio de los valores agregados de distribución consiste en establecer los costos de una empresa modelo que es eficiente en su política de inversiones y gestión, que cuenta con instalaciones adaptadas a la demanda y que permite ofrecer un servicio de cierta calidad y seguridad. Los consultores contratados independientemente por las empresas distribuidoras y CNE dimensionan la empresa modelo a partir de una o más empresas reales, estableciendo los costos de distribución para cada área típica constituidos por el costo fijo (costos por concepto

de gastos administrativos, facturación y atención del usuario), factores de expansión de pérdidas de energía y potencia (en alta y baja tensión) y costos estándares de inversión, operación y mantención. Además, deben proponer fórmulas de indexación que expresen los costos en función de índices de variación representativos de sus principales componentes y proponer índices técnicos que relacionen los costos de distribución con características especiales que representen posibles variaciones de costos en las zonas de empresas distribuidoras reales respecto de la empresa modelo, en cada área típica.

El proceso de cálculo de los valores agregados se realiza a través de las siguientes etapas:

Etapas 1: Recopilación, validación y revisión de los costos de la empresa real

Una vez recopilados los datos de la empresa real el consultor verifica la existencia del gasto o instalación. La revisión de los costos sólo se refiere al criterio de asignación que la empresa real empleó en su información y por lo tanto no se relaciona con la necesidad de la instalación o del gasto ni de su valorización. Se revisa la organización de la empresa, los recursos humanos, costos de remuneraciones, cantidad de clientes y ventas, valor nuevo de reemplazo de las instalaciones físicas y costos de explotación. Además se procede a realizar una primera distribución de los equipos, costos y pérdidas eléctricas entre las actividades de distribución en alta tensión, distribución en baja tensión y clientes.

Etapas 2: Dimensionamiento de la empresa modelo

Se dimensiona una empresa teórica modelo que es eficiente en su política de inversiones y gestión, y que cuenta con instalaciones adaptadas a la demanda que permiten ofrecer un servicio acorde a los estándares de calidad exigidos por la autoridad. Este dimensionamiento se realiza a partir de la etapa 1 y considera el dimensionamiento de las instalaciones del sistema eléctrico, la mantención y operación incurrida en las instalaciones, organización y gestión de la empresa y las instalaciones muebles e inmuebles.

Etapas 3: Determinación de los costos de la empresa modelo

Se valorizan las instalaciones de la empresa modelo dimensionada en la etapa 2 estableciendo además los costos de explotación asociados. Por otro lado se establecen las pérdidas medias de potencia y energía. Los costos determinados se asignan a las actividades de distribución en alta tensión, distribución en baja tensión y clientes.

Etapas 4: Determinación de los valores agregados de distribución

Se determinan los cargos fijos, factores de expansión de pérdidas y los costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución. Finalmente se deben proponer fórmulas de indexación e índices técnicos.

Una alternativa para establecer los valores que agrega la actividad de distribución a la tarifa final puede ser la de considerar una empresa que compra la energía y potencia, paga por el servicio de distribución a otra empresa y vende la energía y potencia a sus clientes finales, es decir, separar la actividad en las labores de distribución y comercialización.

4.6 Comentarios

En el caso chileno, al nivel de empresas distribuidoras, la ley plantea un esquema que pretende reflejar los costos marginales de suministro a un consumidor final, es decir, los costos incrementales incurrido por la empresa distribuidora para atender un nuevo cliente, satisfacer el costo de suministrar 1 [kW] y 1 [kWh] adicional. Basado en el criterio marginalista se puede decir que los costos que agrega la actividad de distribución están asociados principalmente a la potencia debido a que el dimensionamiento de la red de distribución (costos de inversión, operación y mantención) depende sólo de la potencia demandada y no de la energía, la cual sólo agrega costos por concepto de pérdidas. Los costos marginales de distribución se han asimilado a los costos medios [Agui96] [CNE89A] [Rud97A] debido a que al realizarse el estudio de los valores agregados en forma separada para cada área típica y en las cuales no existen economías de ámbito, los costos marginales son muy similares a los costos medios.

Las bases a través de las cuales se realizó el estudio de los valores agregados de la actividad de distribución logra establecer en forma clara y sencilla la metodología a través de la cual se obtienen estos costos, sin embargo, no entra en mayor detalle en las materias lo que permite dar al estudio un grado de subjetividad. Esto es relevante debido a que el estudio es realizado por consultores que representan en forma independiente al regulador y a los regulados. No es desconocido que los intereses perseguidos por la autoridad y por las empresas en variadas actividades sean distintos, no es la excepción tampoco la actividad de distribución donde la autoridad busca obtener tarifas lo más bajas posibles para maximizar el bienestar social y, por su parte las empresas buscan obtener las tarifas más altas posibles que le permitan maximizar sus utilidades. Lo anterior puede llegar a cierto equilibrio [Rud97A] debido a la existencia de intereses comunes, donde la autoridad esta interesa en que el servicio de distribución exista y respete ciertos criterios de calidad, mientras que las empresas persiguen mantenerse en el negocio.

El mecanismo de comparación de las empresas con una empresa modelo que es eficiente en su política de inversión y gestión permite obtener buenos resultados al momento de incentivar la eficiencia en las empresas, sin embargo, maximizar estos resultados dependerá de cuan bien se determinen los costos en la empresa modelo. En relación a lo anterior se tiene que ante la existencia de asimetrías⁵² en la información el regulador puede establecer costos que estén por debajo de los incurridos por una empresa real, o bien que los regulados establezcan costos que se encuentren por sobre los costos incurridos por una empresa real. Para evitar esta situación las bases deben ser más específicas en materias relacionadas con los costos de la empresa real y las pautas sobre las cuales se dimensiona la empresa modelo, es decir, detallando lo que debe considerar cada uno de los ítems de costos y definir los criterios a considerar en los costos relacionados con las instalaciones eléctricas y muebles e inmuebles. El definir de mejor forma estos costos permitiría obtener resultados que no difieran en forma importante entre los estudios realizados por el regulador y el regulado, situación que revertiría la realidad de los estudios

⁵² En el capítulo V se estudia en donde las asimetrías de información son más relevantes.

realizados en las últimas fijaciones tarifarias donde se han generado diferencias por sobre el 100 % (estudio del VAD en 1992).

El estudio de los valores agregados está basado en determinar los costos incurridos por una empresa modelo que presta el servicio de distribución en las áreas típicas de consumo. Es fundamental lograr dimensionar una empresa que sea eficiente en su política de inversiones y en sus gastos, y con instalaciones adaptadas a la demanda para determinar de la mejor forma los costos que agrega la actividad de distribución. Para dimensionar esta empresa se considera como criterio de optimización el minimizar a una tasa del 10 % real anual, el valor presente de los costos de inversión y operación y mantención en un período de 30 años. En esta materia las bases dejan las alternativas de optimización en manos de los consultores los cuales enfrentan las siguientes interrogantes [Rud97A]:

1. Evaluar la eficiencia de las inversiones realizadas por la empresa en relación con la tecnología existente en el mercado al momento en que éstas se materializaron.
2. Evaluar la eficiencia de las inversiones realizadas por la empresa con relación a la tecnología que podría venir y que no se encontraba en el mercado o bien no era económicamente eficiente al momento en que éstas se materializaron.

En relación con lo anterior se puede acotar que una empresa real eficiente enfrenta incertidumbres tales como los pronósticos en la demanda futura o proyecciones en los costos futuros, lo cual la obliga a adoptar una política de inversiones basada en incorporar la tecnología económicamente más eficiente dada la información existente en el mercado al momento de tomar la decisión. Es por lo anterior que el dimensionamiento de las instalaciones de la empresa modelo se debe evaluar bajo un grado de eficiencia técnico y económica, donde la última tecnología se debe considerar como una alternativa para aquellas inversiones realizadas posteriormente a la existencia de ésta en el mercado o bien para aquellos casos en que es válido reemplazar la tecnología existente por una más actual. Esto es relevante en el sentido de que las empresas invertirán en una tecnología más moderna que les permita aumentar su eficiencia en el momento que les sea más favorable de forma tal de maximizar sus utilidades en el período comprendido entre fijaciones tarifarias.

Otro problema que surge al momento de dimensionar las instalaciones de la empresa es que éstas deben responder a un desarrollo eficiente del sistema de distribución en el momento en que se realiza el estudio, sin embargo, en un futuro puede que parte de estas instalaciones no se empleen debido a que en ese instante no son eficientes. Es por lo anterior que la autoridad debe tener presente esta situación y ser criteriosa para reconocer en parte la existencia de instalaciones que en el instante en que se materializaron si eran útiles, a pesar de que posteriormente no lo son. Esto es de vital importancia para no desincentivar las inversiones de los privados en el sector.

Bien es sabido que las inversiones en las redes de distribución están constituidas mayoritariamente por equipos específicos, hecho que prácticamente hace imposible darles otros usos. Es por lo anterior que gran parte de la inversión en equipos de las redes se consideran como costos hundidos. La autoridad puede adoptar una posición extrema en la cual considere que los costos hundidos son irrelevantes ante el desarrollo futuro de la red, sin embargo, debe estar consiente de esta situación y permitir rentar aunque sea en parte las inversiones si quiere incentivar la inversión de los privados en el sector.

Un punto digno de destacar de las bases es el reconocimiento de la existencia de economías escala en la actividad de atención de clientes y costos generales de administración. A su vez se reconoce la existencia de economías de ámbito en las empresas por medio de especificar la separación del cálculo tarifario entre las distintas áreas típicas de distribución que reflejan los distintos niveles de densidad de carga, hecho que justificaría la existencia de una sola firma en cada concesión y que evitaría la sobreinversión por concepto de duplicación de instalaciones y equipos. La existencia de economías de ámbito se debe a que generalmente una empresa distribuidora incurre en un nivel elevado de inversiones por concepto de equipos y líneas para atender a los clientes finales, situación que no sería económicamente óptima cuando existen empresas compitiendo entre sí debido a la superposición de las redes eléctricas. Es por lo anterior que la actividad de distribución se considera un monopolio natural delimitado geográficamente, en donde las empresas a cambio de la concesión de servicio público están obligadas a prestar el servicio a quién lo solicite.

Hay que tener cuidado en el sentido de que las firmas pueden estar interesadas en invertir más de lo necesario en equipos e instalaciones que en el corto plazo podrían representar capacidad ociosa, pero que en el largo plazo se justificaran. La autoridad ha estado alerta ante esta situación y ha establecido un mecanismo que evita remunerar la capacidad ociosa (cuya finalidad por parte de las empresas podría ser el inhibir el ingreso de competidores importantes en su área de concesión [Rud97A]) por medio de la exigencia de dimensionar una empresa que cuente con instalaciones adaptadas a la demanda, es decir, debe contar con instalaciones estrictamente necesarias y suficientes para satisfacer la demanda de los consumos de precio regulado incluyendo una holgura que permita satisfacer el crecimiento de la demanda en el corto plazo.

En relación a las normas de calidad y seguridad de servicio establecidas en las bases se debe tener en cuenta que la red de las empresas reales pueden ofrecer una calidad y seguridad distinta, hecho que condiciona el producto entregado a los clientes finales. En función de lo anterior se tiene que las normas de calidad y seguridad consideradas en las bases influyen directamente sobre los costos de distribución de la empresa modelo debido a que condicionan el nivel de inversión en equipos empleados para cumplir con los estándares exigidos. Esta calidad de servicio es abordada en forma muy superficial en la Ley, hecho que constituye una de las principales modificaciones que se deben realizar al reglamento, debiéndose considerar a juicio del autor multas no despreciables y que en casos extremos implicara la anulación de la concesión de servicio público como medidas para obligar a las empresas distribuidoras ofrecer un servicio de ciertas características.

Actualmente no existe ninguna reglamentación en la cual se defina los plazos para empalmes, para la instalación de los medidores, duración de las fallas, etc. lo que impide dar un servicio correcto al cliente. En relación con lo anterior tampoco se ha definido la calidad del servicio técnico ni la atención comercial de los clientes, situación que la autoridad debe tener en cuenta al momento de definir la calidad y seguridad en el servicio que incluye además del servicio eléctrico, un servicio comercial.

V. VARIABLES DE INTERÉS EN UN ESTUDIO DE VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCIÓN

5.1 Introducción

El proceso de tarificación de la distribución en Chile se basa en la determinación del valor que la actividad de distribución agrega al producto eléctrico entregado por la actividad de generación-transmisión. Este valor agregado es determinado por consultores, contratados en forma independiente por el regulador y por las empresas concesionarias del servicio público de distribución, que deben evaluar una empresa modelo dimensionada a partir de una o más empresas reales determinadas por la Comisión Nacional de Energía, en adelante CNE, estableciendo los costos que se incurren al prestar el servicio de distribución.

El Artículo 106° del Decreto con Fuerza de Ley N°1, en adelante D.F.L1, establece que el valor agregado por concepto de costos de distribución se basa en una empresa modelo y considera los siguientes costos asociados a la actividad de distribución:

1. Cargos fijos.
2. Pérdidas medias en distribución de potencia y energía.
3. Costos estándares de inversión, mantención y operación.

Las componentes anteriores se calculan para el número de áreas típicas de distribución determinadas por la CNE, basado en un estudio de costos de una empresa modelo que opera en el país y es eficiente en su política de inversiones y gestión, cuenta con instalaciones adaptadas a la demanda y entrega un producto de determinadas características. Es por lo anterior que, a pesar de contar con bases entregadas por la CNE para realizar el estudio, los consultores se enfrentan al problema de establecer de la forma más fidedigna los costos.

En este capítulo se analizan cualitativamente las variables de interés en un estudio de valores agregados identificando los ítems de costos más significativos. Para este efecto son útiles las siguientes referencias [Agui96] [Bitu93] [CNE96A] [CRE94M] [IRHE80] [MMC94A] [Mont92] [OLA93D] [Roma98] en que se identifican los ítems de mayor importancia.

Finalmente, el autor discute las divergencias generadas en los estudios de los valores agregados realizados en las últimas tres fijaciones tarifarias, contribuyendo con recomendaciones que podrían disminuir dichas divergencias.

5.2 Cargos fijos

Para calcular los costos fijos asociados a cada tipo de medidor en las áreas típicas se procede de la siguiente forma, utilizando la estructura de costos empleada en [CNE96A]:

1. Se dimensionan los costos de operación y mantenimiento de la empresa modelo.
2. Los costos de operación y mantenimiento se asignan entre las actividades de alta tensión, baja tensión y clientes.
3. La actividad clientes se asigna entre las actividades de facturación y cobranza, atención a clientes y lectura de medidores.
4. La actividad lectura de medidores se asigna entre los medidores simples, de demanda máxima y de demanda horaria.
5. Se calculan los costos fijos por tipo de medidor con las fórmulas que se explican en las bases.

5.2.1 Asignación de costos

La asignación de los costos de operación y mantenimiento, en adelante COyM, de la empresa modelo en las distintas actividades se aprecia en la Figura 5.1, en la cual la actividad clientes se desglosa con el fin de obtener los ítems de costos empleados para el cálculo de los cargos fijos:

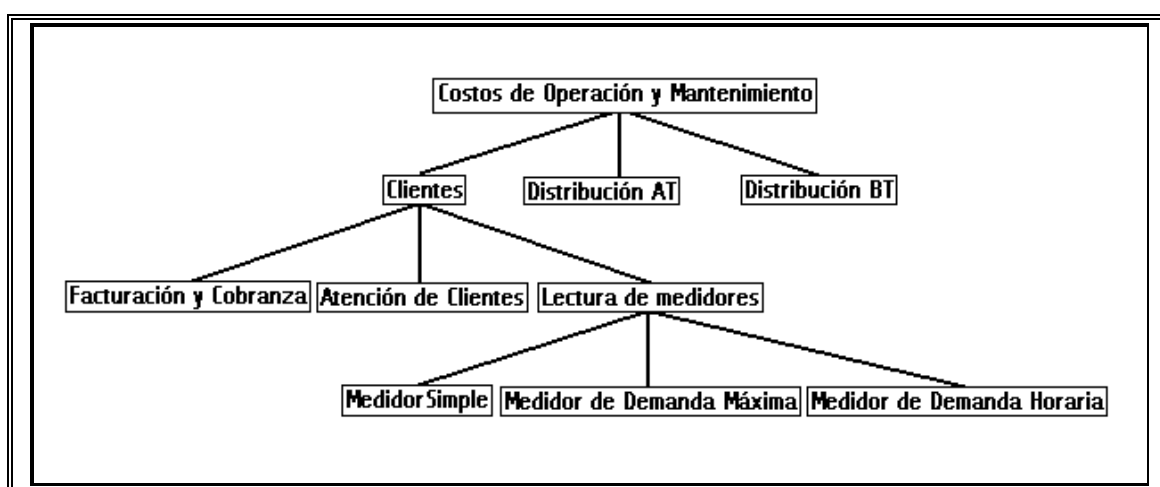


Figura 5.1: Asignación del costo de operación y mantenimiento

Analizando en mayor detalle la asignación anterior se tiene lo siguiente:

1. Costos de operación y mantenimiento de la empresa modelo

El COyM se asigna entre las actividades de distribución en alta tensión, distribución en baja tensión y clientes. La actividad de distribución en baja tensión tiene el mayor impacto debido al mayor nivel de equipos e instalaciones que típicamente se emplean en esta etapa.

2. Actividad clientes

La actividad clientes se asigna entre las actividades de facturación y cobranza, atención de clientes, lectura de medidores. La actividad de facturación y cobranza es generalmente la de mayor incidencia.

3. Actividad de lectura de medidores

La actividad de lectura de medidores se asigna entre las actividades de lectura de medidor simple, medidor de demanda máxima y medidor de demanda horaria. La actividad de lectura de medidor simple es típicamente la de mayor influencia debido a que la gran mayoría de los clientes emplea este tipo de medidor, por lo que su lectura es la de mayor volumen.

5.2.2 Estudio al nivel de ítems de costos

Una vez descrita la asignación de los costos es importante estudiar los ítems a partir de los cuales se obtienen, buscando identificar los de mayor incidencia. Este hecho es de vital importancia al momento de definir futuras bases para el cálculo del VAD debido a que se debería dar énfasis en la definición, metodologías y criterios empleados en el cálculo de los ítems de mayor impacto.

1. Costos de operación y mantenimiento de la empresa modelo

El COyM se calcula a partir de los ítems de costos de remuneraciones, transporte, contribuciones bienes raíces, impuestos, patentes, seguros, arriendos, asesorías técnicas a terceros, mantención y conservación de las instalaciones, costos de computación, costos de operación, gastos generales, lectura de medidores y facturación y cobranza. De los ítems anteriores el más significativo es típicamente el de remuneraciones, situación que se da frecuentemente en las empresas de servicio.

2. Actividad clientes

El COyM asignado a la actividad clientes puede desglosarse en los ítems de remuneraciones, asesorías técnicas de terceros, costos de computación, gastos generales, lectura de medidores y facturación y cobranza. De los ítems anteriores nuevamente el de mayor incidencia es típicamente el de remuneraciones.

3. Actividad de facturación y cobranza

El costo de la actividad clientes asignado a facturación y cobranza puede desglosarse en los ítems de remuneraciones, asesorías técnicas de terceros, costos de computación, gastos generales y facturación y cobranza. De los ítems anteriores nuevamente el de mayor influencia es el de remuneraciones.

4. Actividad atención a clientes

El costo de la actividad clientes asignado a atención a clientes puede desglosarse en los ítems de remuneraciones, costos de computación y gastos generales. De los ítems anteriores nuevamente el de mayor impacto es nuevamente el de remuneraciones.

5. Actividad de lectura de medidores

El costo de la actividad clientes asignado a lectura de medidores considera los ítems de remuneraciones, costos de computación, gastos generales y lectura según tipo de medidor. A su vez el costo asignado a lectura de medidores se puede desglosar según tipo de medidor en medidor simple, medidor de demanda máxima y medidor de demanda horaria. De los ítems anteriores los más relevantes son típicamente los de lectura de medidores y el de remuneraciones.

5.3 Pérdidas medias en distribución de energía y potencia

Para efectos tarifarios un estudio de pérdidas debe considerar alimentadores de alta tensión y redes de baja tensión, así como otros equipos y características de las redes que influyen en los montos de potencia y energía perdidas [OLA93D].

Según su origen las pérdidas de energía y potencia se pueden clasificar en los siguientes grupos básicos:

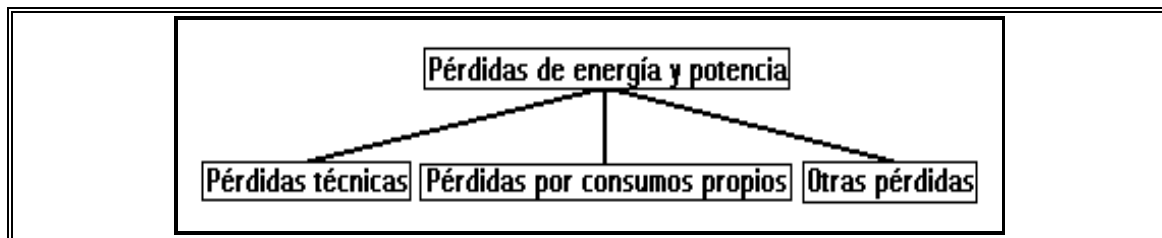


Figura 5.2: Pérdidas de energía y potencia

1. Pérdidas técnicas

Son las que ocurren en forma inevitable por la circulación de la energía a través de los sistemas de distribución. En este punto se distinguen las pérdidas en redes de alta y baja tensión, en transformadores, empalmes, medidores, aisladores, armónicas, fusibles, equipos cerrados, etc.

2. Pérdidas por consumos propios

Corresponden al consumo de energía por parte de la empresa durante el desarrollo de sus actividades.

3. Otras pérdidas

Se deben a causas tales como pérdidas a tierra, aisladores y medidores defectuosos, instalaciones fraudulentas, hurtos, etc.

Para calcular las pérdidas de potencia se puede proceder de la siguiente forma:

1. Cálculos de pérdidas de potencia en redes de alta y baja tensión mediante una herramienta de flujo de potencia trifásico.
2. Evaluación de pérdidas de potencia de equipos eléctricos en base a información entregada por fabricantes, por catálogos y por medio del resultado de mediciones realizadas por las empresas concesionarias del servicio público de distribución o por laboratorios certificados.

El cálculo de las pérdidas de potencia se realiza a través de factores de pérdidas obtenidos de la empresa real.

El estudio de las pérdidas medias de distribución en potencia y energía se traduce a obtener los siguientes factores de expansión:

PMPBG : Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en baja tensión en horas de punta de generación.

PMPBD : Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en baja tensión.

PMEB : Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en baja tensión.

PMPAG : Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en alta tensión en horas de punta de generación.

PMPAD : Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en alta tensión.

PMAB : Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en alta tensión.

Los factores de expansión anteriores se calculan a partir de la energía, potencia en punta del sistema de distribución y potencia en punta del sistema interconectado de generación clasificada en:

1. Total ingresado de energía o potencia a distribución en alta tensión (O)

Se obtiene al restar el total ingresado de energía o potencia al área típica, las pérdidas en tensiones superiores a 23 kV.

2. Cobrables de energía o potencia en alta tensión (Q)

Se obtiene al restar al total de ventas de energía o potencia en alta tensión, las incobrables de energía o potencia en alta tensión.

3. Total ingresado de energía o potencia a distribución en baja tensión (R)

Se obtiene al restar al total ingresado de energía o potencia a distribución en alta tensión, las pérdidas de energía o potencia en distribución en alta tensión y el total de ventas de energía o potencia en alta tensión.

4. Cobrables de energía o potencia en baja tensión (T)

Se obtiene al restar al total de ventas de energía o potencia en baja tensión, las incobrables de energía o potencia en baja tensión. Por su parte el total de ventas de energía o potencia en baja tensión se obtiene al restar al total ingresado de energía o potencia en baja tensión, las pérdidas de energía o potencia en baja tensión. Las pérdidas de energía o potencia en baja tensión se obtienen de la suma de las pérdidas de energía o potencia en los transformadores AT/BT, en las líneas de distribución en baja tensión, en los empalmes y en los medidores.

Finalmente los factores de expansión de pérdidas se calculan a través de fórmulas que se explican en las bases y que se resumen en la Figura 5.3 [CNE96A]:

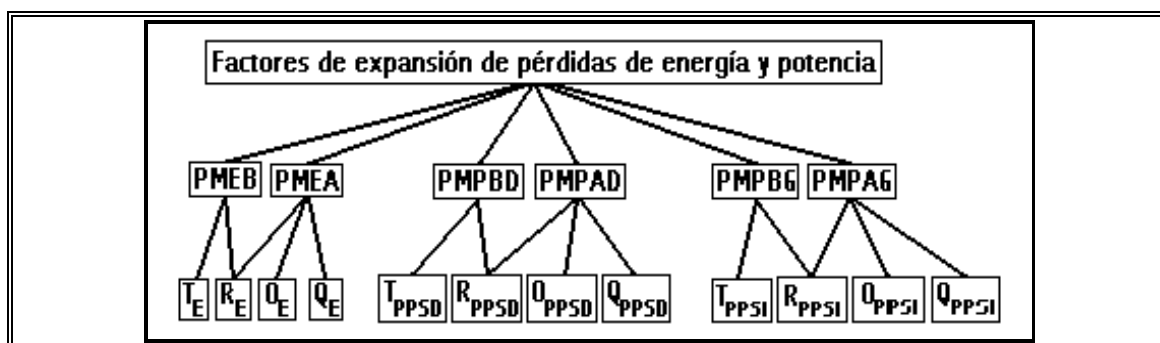


Figura 5.3: Factores de expansión de pérdidas

En la figura anterior los subíndices E, PPSD y PPSI representan la energía, potencia presente en la punta del sistema de distribución y potencia presente en la punta del sistema interconectado respectivamente.

5.3.1 Clasificación de la energía, potencia en punta del sistema de distribución y potencia en punta del sistema de generación

Como se mencionó anteriormente la energía, la potencia en punta del sistema de generación y la potencia en punta de del sistema de distribución es clasificada en O, Q, R y T. La asignación de éstas en las distintas actividades es la siguiente:

1. Total ingresado de energía o potencia a distribución en alta tensión (O)

El total ingresado a distribución en alta tensión se asigna en las actividades del total de ventas en alta tensión, pérdidas de distribución en alta tensión y total ingresado a distribución en baja tensión. La actividad total ingresado a distribución en baja tensión es la de mayor incidencia debido a que generalmente el mayor volumen de venta de las empresas son los clientes ubicados en baja tensión.

2. Cobrables de energía o potencia en alta tensión (Q)

La clasificación de cobrables en alta tensión se obtiene al restar al total de las ventas en alta tensión, las incobrables en alta tensión. La asignación del total de las ventas en alta tensión es mayoritaria en la actividad cobrables en alta tensión debido a que las incobrables son sólo un pequeño margen de las ventas producidas en alta tensión.

3. Total ingresado de energía o potencia a distribución en baja tensión (R)

El total ingresado a distribución en baja tensión se asigna en las actividades del total de ventas en baja tensión y total de pérdidas en baja tensión. La actividad total de ventas en baja tensión es la de mayor influencia debido a que las pérdidas en baja tensión son sólo un pequeño porcentaje del total ingresado a baja tensión.

El total de pérdidas en baja tensión se obtiene a partir de la suma de las pérdidas ocurridas en los transformadores AT/BT, en las líneas de distribución en baja tensión, en los empalmes y en los medidores. Las pérdidas en baja tensión se

distribuyen principalmente en los transformadores AT/BT y en las líneas de distribución.

4. Cobrables de energía o potencia en baja tensión (T)

La clasificación de cobrables en baja tensión se obtiene al restar al total de las ventas en baja tensión, las incobrables en baja tensión. La asignación del total de las ventas en baja tensión es mayoritaria en la actividad cobrables en baja tensión debido a que típicamente las incobrables son sólo un pequeño porcentaje del total de ventas ingresado a baja tensión.

5.4 Costos estándares de inversión, mantención y operación

Los costos estándares de inversión, operación y mantención a ser utilizados en el VAD se calculan por unidad de potencia suministrada y considerando el valor nuevo de reemplazo (VNR) de las instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa dada de actualización real anual. El desglose y asignación de los costos de inversión, operación y mantención se aprecia en la Figura 5.4 [CNE96A]:

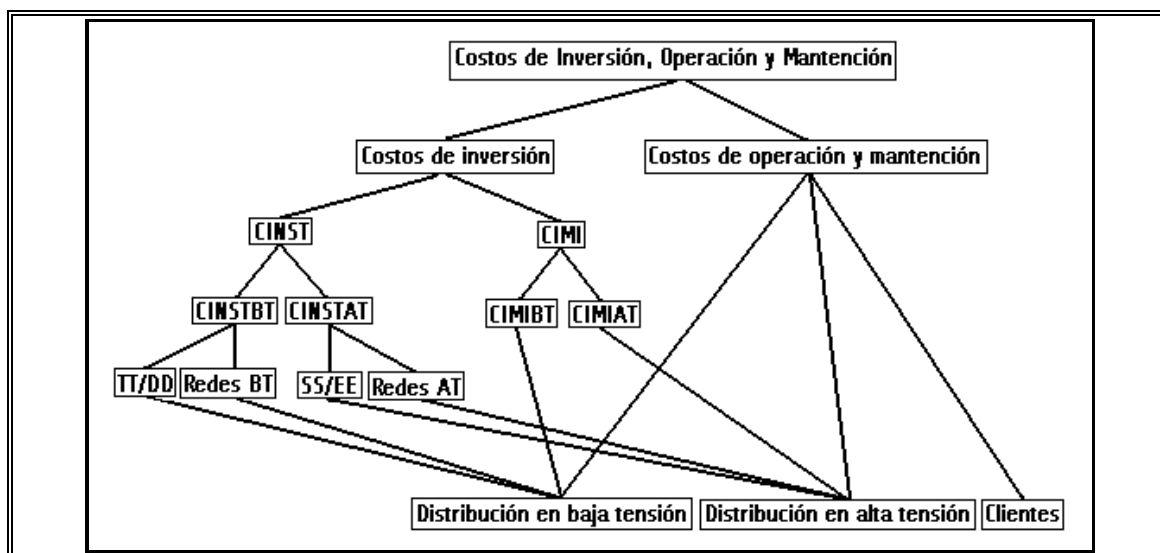


Figura 5.4: Costos de inversión, operación y mantenimiento

La Figura 5.4 muestra que los costos de inversión se calculan sobre la base de los costos de las instalaciones eléctricas (CINST) y de las instalaciones muebles e inmuebles (CIMI) por unidad de potencia equivalente, donde los CINST se obtienen a partir de los costos de las subestaciones de poder (SS/EE), de las redes de alta tensión (Redes AT), de los transformadores de distribución (TT/DD) y de las redes de baja tensión (Redes BT) y se asignan a alta y baja tensión de distribución. Por su parte los CIMI se encuentran asignados a distribución en alta tensión (CIMIAT) y a distribución en baja tensión (CIMIBT). A su vez los costos de operación y mantenimiento (COyM) se obtienen por unidad de potencia equivalente. Finalmente los costos de inversión, operación y mantenimiento son asignados a las actividades de distribución en alta tensión, distribución en baja tensión y a clientes.

5.4.1 Estudio de costos

Una vez apreciado la asignación de los costos de inversión y COyM es importante estudiar los ítems a partir de los cuales se obtienen, pudiendo identificar los de mayor impacto.

1. Costo de las instalaciones eléctricas (CINST)

El CINST se asigna en las actividades de distribución de alta tensión (CINSTAT) y en distribución de baja tensión (CINSTBT), siendo esta similar entre las actividades.

Como se mencionó anteriormente los CINST se calculan a partir de los costos de las SS/EE, de las Redes AT, de los TT/DD y de las Redes BT. De los costos anteriores los principales son los relacionados con las redes AT y transformadores de distribución. Analizando en forma más detallada los ítems se tiene que para la realidad tecnológica de las empresas distribuidoras chilenas, los principales ítems típicamente son los siguientes:

a) Subestaciones de poder (SS/EE)

Las subestaciones de voltaje primario mayores a 23 kV consideran para su cálculo los ítems de terrenos, construcciones, obras civiles, transformadores, equipos eléctricos de potencia, equipos eléctricos de medida de control y protección, costos de ingeniería, intereses intercalarios y gastos generales, siendo los ítems de obras civiles y equipos eléctricos de potencia los de mayor influencia en los costos de las SS/EE.

b) Redes de alta tensión (Redes AT)

Las redes de alta tensión consideran para su cálculo los ítems de líneas áreas, costos de las líneas subterráneas, costos de ingeniería, derechos municipales, servidumbres, intereses intercalarios y gastos generales, siendo frecuentemente el ítem de líneas aéreas el de mayor incidencia en los costos de las redes AT en las empresas del país.

c) Transformadores de distribución (TT/DD)

Los transformadores de distribución consideran los ítems de subestaciones aéreas, subestaciones secundarias, otras subestaciones, costos de ingeniería, intereses intercalarios y gastos generales, siendo el más significativo el de las subestaciones aéreas.

d) Redes de baja tensión (Redes BT)

Las redes de baja tensión consideran los ítems de redes áreas, redes subterráneas, alumbrado público, costos de ingeniería, derechos municipales, servidumbres, intereses intercalarios y gastos generales, siendo el más relevante en el país el de las redes aéreas.

2. Costos de las instalaciones muebles e inmuebles

Los ítems de costos a partir de los cuales se obtienen los CIMI son los correspondientes a terrenos, edificios y construcciones anexas, equipos y vehículos de transporte y carga, equipos de bodega y maestranza, equipos de laboratorio, equipos de comunicaciones, equipos de oficina y equipos de computación, siendo generalmente el de mayor incidencia el de edificios y construcciones anexas.

Como se mencionó anteriormente el CIMI se asigna entre las actividades de distribución en alta tensión (CIMIAT) y en distribución de baja tensión (CIMIBT). Dicha asignación es típicamente mayoritaria en la actividad de distribución en baja tensión.

3. Costos de operación y mantenimiento

Como se mencionó anteriormente los costos empleados para obtener los COyM de la empresa modelo consideran los ítems de remuneraciones, transporte, contribuciones bienes raíces, impuestos, patentes, seguros, arriendos, asesorías técnicas a terceros, mantención y conservación de las instalaciones, costos de computación, costos de operación, gastos generales, lectura de medidores y facturación y cobranza, siendo el de mayor impacto el de remuneraciones. A su vez el COyM se asigna entre las actividades de distribución en alta tensión, distribución en baja tensión y clientes, siendo mayoritaria según se indicara en la de distribución en baja tensión.

El ítem de costo más significativo sigue siendo el de remuneraciones en el COyM.

5.5 Resumen

De la identificación de los ítems más relevantes en un estudio de valores agregados de distribución se destaca lo siguiente:

1. Cargos fijos

La actividad de facturación y cobranza es la más significativa se da al nivel de pequeños consumidores y por ende en el cargo fijo para medidor simple. Por su parte el ítem de costo de mayor impacto en esta actividad es el de remuneraciones. En cambio, dado el menor volumen de medidores de demanda (máxima u horaria), cobra mayor importancia el costo de lectura de medidores y las remuneraciones asociadas, que por ende tienen mayor impacto en el cargo fijo aplicado a los medidores.

2. Pérdidas medias de energía y potencia

El total ingresado de energía o potencia a distribución en baja tensión es el más significativo en el total ingresado de energía o potencia a distribución en alta tensión.

La asignación del total de ventas de energía o potencia en alta tensión es mayoritaria en la actividad cobrables de energía o potencia en alta tensión.

En la actividad total ingresado de energía o potencia a distribución en baja tensión la asignación más importante es en la actividad total de ventas de energía o potencia en baja tensión. Además, las pérdidas de distribución de energía o potencia en baja tensión son más significativas en los transformadores AT/BT y en las líneas de distribución en baja tensión.

La asignación del total de ventas de energía o potencia en baja tensión es principal en la actividad cobrables de energía o potencia en baja tensión.

3. Costos de inversión, operación y mantenimiento

El CINST se asigna en forma similar entre las actividades de distribución realizadas en alta y baja tensión.

Los ítems de costos que más influyen en el CINST son los correspondientes a las redes de alta y baja tensión. En las redes de alta tensión se tiene que CINST asignado a éstas esta dado mayoritariamente en el país por las líneas aéreas, siendo también importantes al nivel urbano los derechos municipales. En las redes de baja tensión el CINST asignado a éstas esta dado principalmente por la red aérea, siendo también relevante el de los derechos municipales.

Los ítems de costos que más influyen en el CIMI son los costos de edificios y construcciones anexas y terrenos. En relación con el nivel de distribución se tiene que el CIMI se asigna principalmente al nivel de distribución en baja tensión. Los ítems de costos que más influyen típicamente en el CIMIAT y CIMIBT son los ítems de edificios y construcciones anexas y terrenos.

El ítem de costo de mayor impacto en el COyM es frecuentemente el de remuneraciones. Además, el COyM se asigna principalmente a las actividades de distribución en baja tensión. A su vez el ítem de costo más influyente en el COyM asignado a la actividad de distribución en alta y baja tensión es el de remuneraciones.

5.6 Comentarios

Los resultados obtenidos en el análisis de los ítems más significativos en un estudio de los valores agregados de distribución permiten apreciar que existen en el país ítems de costos mucho más relevantes que otros, es el caso de los ítems de remuneraciones, red aérea, derechos municipales, costos de edificios y construcciones anexas y terrenos. Esto hace necesario determinarlos de la mejor forma posible para poder establecer una empresa que sea eficiente en su política de inversiones, gestión y que cuente con instalaciones adaptadas a la demanda. Como se mencionó en el capítulo anterior, los ítems de costos no son definidos en forma

precisa en las bases por lo cual quedan en manos de los consultores lo que ha generado divergencias entre los distintos estudios realizados. Es por lo anterior que bases más precisas en estas materias beneficiarían la determinación de los valores agregados y como consecuencia el sistema tarifario del sector.

El proceso de fijación tarifaria de los valores agregados de distribución presenta una particularidad que estimula divergencias: el procedimiento y método implica la participación y ponderación del estudio de las empresas distribuidoras. Esto ha provocado en los últimos procesos una creciente diferencia entre los resultados obtenidos por los estudios del regulador y por parte de las empresas (regulados), los cuales son ponderados en la proporción de 2/3 y 1/3 respectivamente para obtener el valor final de los valores agregados empleados en las tarifas finales. Este valor final debe ser tal que las tarifas aplicadas al conjunto de las empresas de distribución permitan obtener rentabilidades entre un 6 % y un 14 %. Si esto no ocurriese se realizan ajustes por defecto o por exceso para que la rentabilidad este dentro del rango. A modo de ilustración se presentan en las siguientes tablas los valores agregados calculados por el regulador y los regulados en función del valor final para los procesos de fijación tarifaria realizados en los años 1988, 1992 y 1996 en las áreas de alta, media y baja densidad de distribución [Mart96] [Rud97A].

Tabla 5.1: Valores agregados en área de alta densidad de distribución

Año	Estudio	CDAT [%]	CDBT [%]	CF [%]
1988	Regulador	82	85	92
	Regulado	135	130	116
	Final	100	100	100
1992	Regulador	72	75	99
	Regulado	156	149	103
	Final	100	100	100
1996	Regulador	87	88	83
	Regulado	126	123	134
	Final	100	100	100

Tabla 5.2: Valores agregados en área de media densidad de distribución

Año	Estudio	CDAT [%]	CDBT [%]	CF [%]
------------	----------------	-----------------	-----------------	---------------

1988	Regulador	93	89	79
	Regulado	113	122	142
	Final	100	100	100
1992	Regulador	71	69	93
	Regulado	158	163	114
	Final	100	100	100
1996	Regulador	80	82	91
	Regulado	139	135	117
	Final	100	100	100

Tabla 5.3: Valores agregados en área de baja densidad de distribución

Año	Estudio	CDAT [%]	CDBT [%]	CF [%]
1988	Regulador	93	86	90
	Regulado	114	128	121
	Final	100	100	100
1992	Regulador	83	82	85
	Regulado	133	134	130
	Final	100	100	100
1996	Regulador	106	97	89
	Regulado	88	106	121
	Final	100	100	100

Se puede hacer notar que los estudios de los regulados han sido siempre mayores a los del regulador, con diferencias que en algunos casos superan el 100 %. La excepción esta dada por el costo de distribución en alta tensión del área de baja densidad determinado en el estudio de 1996 en el que se da la situación inversa, con el valor del regulado mayor al del regulador. Como una manera de apreciar mejor las divergencias entre los estudios a lo largo de los años, en los siguientes gráficos se muestran las diferencias porcentuales obtenidas en los CDAT, CDBT y CF, tomando como base el valor del estudio realizado por el regulador:

1. Costos de distribución en alta tensión

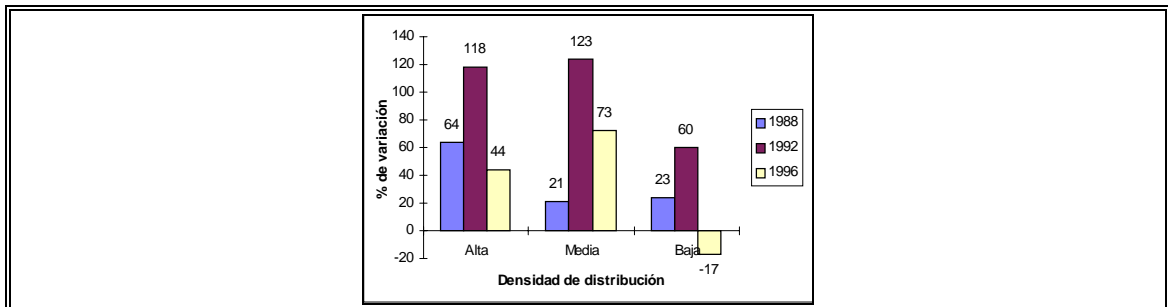


Figura 5.5: Diferencia porcentual del CDAT en estudios del VAD

La Figura 5.5 muestra la gran diferencia generada entre los estudios realizados durante el proceso de 1992, en el cual se generan diferencias por sobre el 100 % en los valores del CDAT correspondientes a las áreas de alta y media densidad de distribución. Esta situación fue revertida parcialmente durante el proceso realizado en 1996, sin embargo, aún subsisten y son notorias en el CDAT de las áreas de media densidad de distribución. Cabe destacar que el único caso en el cual el valor determinado por el regulador es mayor que el del regulado, corresponde al CDAT calculado para las áreas de baja densidad durante el proceso de 1996.

2. Costos de distribución en baja tensión

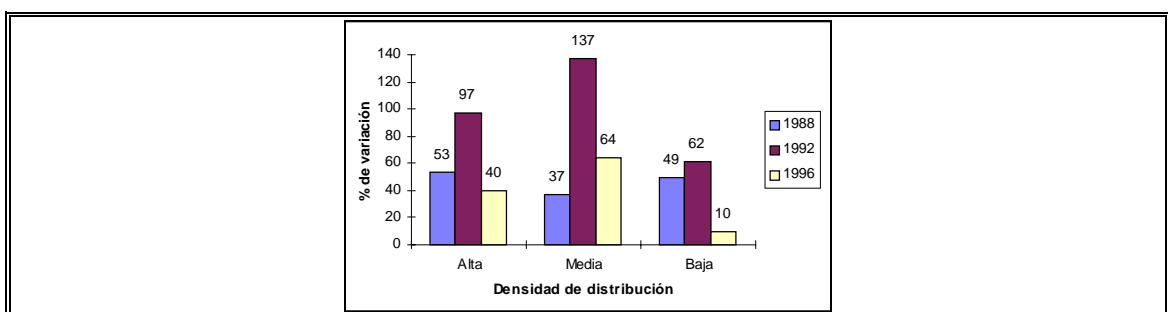


Figura 5.6: Diferencia porcentual del CDBT en estudios del VAD

En la Figura 5.6 se aprecia la gran diferencia generada entre los estudios realizados durante el proceso de 1992 en el cual se generan divergencias de un 137 % en los valores del CDBT correspondientes a las áreas de media densidad de distribución y de cerca del 100 % en las áreas de alta densidad. Esta situación fue revertida en forma importante durante el proceso realizado en 1996, sin embargo, éstas aún subsisten y son notorias en el CDBT de las áreas de media densidad de distribución.

3. Cargos fijos

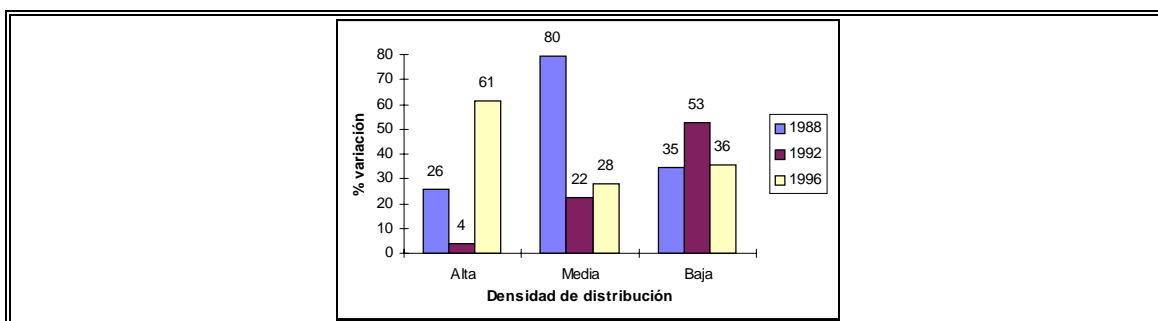


Figura 5.7: Diferencia porcentual del CF en estudios del VAD

En la Figura 5.7 se aprecia que las diferencias obtenidas en el cálculo de los CF durante los procesos de 1992 y 1996 son significativamente menores a las obtenidas en los CDAT y CDBT, siendo la de mayor relevancia las generadas en el CF calculado para las áreas de baja densidad de distribución. Es notoria la diferencia cercana al 90 % obtenida en el CF correspondiente a las áreas de media densidad de distribución durante el proceso de 1988, a pesar de que mayoritariamente la propiedad de las empresas distribuidoras estaba en manos del Estado.

Durante los procesos de 1992 y 1996 se presentaron serios conflictos entre los regulados y regulador. En estos años las empresas de distribución estaban principalmente en manos de privados, no siendo así en 1988 donde la mayoría estaba en manos del Estado. En 1992 las diferencias trajeron como consecuencia

recriminaciones entre las partes y una gran impacto en la Bolsa de Comercio donde el conflicto tuvo un carácter más serio cuando los Fondos de Pensiones, agentes importantes en la propiedad de las empresas distribuidoras, vieron descender sus valores accionarios. Con esta experiencia, en 1996 se trató de reducir los ámbitos de divergencia entre las partes y centrar el análisis de dimensionamiento de la empresa modelo en aspectos técnicos y económicos [Rud97A] para lo cual regulador y regulados hicieron un esfuerzo de analizar y revisar los criterios que deberían emplear los consultores en los estudios de valores agregados posteriores. Finalmente la CNE elaboró bases más detalladas y claras para el estudio de los valores agregados que permitió revertir en forma importante la tendencia histórica entre los resultados obtenidos por el regulador y regulados.

Como se aprecia en las tablas y gráficos anteriores aun persisten las divergencias entre las partes, lo cual hace necesario un mejoramiento continuo de la metodología expuesta en las bases y de la necesidad de incorporar materias relacionadas que influyen en las tarifas finales. Es relevante el acotar lo más posible la metodología de tal forma de ir disminuyendo las instancias en las cuales queda a interpretación del consultor el dimensionamiento de la empresa modelo, de tal forma de evitar las divergencias producidas por el uso de distintos ponderadores empleados, por ejemplo en la distribución de las remuneraciones y ventas entre las actividades de distribución en alta tensión, baja tensión y clientes, así como en la distribución de éstas en las distintas áreas típicas de consumo [Rud97A].

VI. TARIFICACIÓN VIGENTE PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS CONCESIONARIAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN

6.1 Introducción

El sistema de tarificación busca reflejar el costo total incurrido en dar el suministro al consumidor final. Dicho costo está compuesto por un *costo marginal de generación-transmisión* y un *costo marginal de distribución*. El costo marginal de generación-transmisión se encuentra contenido dentro del precio de nudo mientras que el costo⁵³ marginal de distribución se traspa a través del valor agregado de distribución al consumidor.

Con los valores agregados de distribución y los precios de nudo que correspondan, la Comisión Nacional de Energía (CNE) estructura fórmulas⁵⁴ indexadas que expresan las tarifas en función de los precios de nudo y de los índices de precio de los principales insumos de la distribución. Luego la CNE informa las fórmulas tarifarias acompañadas de un informe técnico al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual finalmente las fija mediante la publicación en el Diario Oficial antes del término del período de vigencia de las fórmulas anteriores. Estas fórmulas tienen un período de validez de 4 años, a no ser que en el intertanto se produjere una variación acumulada del Índice General de Precios al Consumidor (IPC) superior al 100 % o bien que la tasa de rentabilidad económica antes de

⁵³ El costo marginal de distribución se encuentra principalmente asociado a la potencia debido a que los mayores costos son por efecto del dimensionamiento de la red, por su parte la energía sólo agrega costos por concepto de pérdidas de transmisión.

⁵⁴ La CNE estructura tantas fórmulas como empresas y sectores de distribución en cada empresa se hayan definido.

impuestos a las utilidades para el conjunto de todas las empresas distribuidoras difiera en más de 5 puntos de la tasa de actualización definida (10 %).

En este capítulo se exponen los elementos básicos y la estructura de la actual política tarifaria. También se estudian y explican las fórmulas tarifarias vigentes aplicables a los suministros de precio regulado efectuados por las empresas concesionarias del servicio público de distribución. Finalmente el autor realiza una comparación entre el decreto anterior (1992) y el vigente (1997), discutiendo además el criterio marginalista empleado en la política tarifaria.

6.2 Aspectos generales de la política tarifaria

El sistema de tarificación eléctrica diseñado por la CNE en 1980 consta de los siguientes elementos básicos [Agui96] [CNE89A]:

1. La determinación del costo marginal de potencia y energía al nivel del generación (220 kV) en el centro de gravedad del sistema eléctrico, el cual por medio de la suma o resta de las pérdidas marginales ocurridas en los sistemas de transmisión permiten determinar los costos marginales en las principales subestaciones del sistema.
2. Los costos de energía corresponden a los costos marginales de corto plazo y se emplean:
 - a) Directamente para tarificar las transferencias entre generadores. En este caso los costos marginales son calculados por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).
 - b) Como referencia para negociar los suministros a precio libre efectuados por los generadores a sus clientes finales de tamaño superior a 2 Megawatts.
 - c) Como tarifa regulada para las ventas que realizan los generadores a las empresas concesionarias del servicio público de distribución. Con la finalidad de suavizar las oscilaciones experimentadas por los costos marginales de

energía se considera el promedio móvil de éstos proyectados para los siguientes 48 meses, obteniéndose lo que se conoce como precio de nudo de la energía, el cual se refiere a las principales subestaciones del sistema por medio de la aplicación de los factores de penalización.

3. Los costos de potencia corresponden al costo de expandir la capacidad de suministro de potencia de punta, adoptando como referencia el costo unitario de instalación de una turbina a gas. El precio obtenido se denomina precio de nudo de la potencia y se refiere a las principales subestaciones del sistema por medio de la aplicación de factores de penalización. Este precio se emplea para tarifcar las transferencias entre generadores, como referencia para los suministros a precio libre y como tarifa regulada para las ventas de los generadores efectuadas a las empresas concesionarias del servicio público de distribución.
4. A partir de los precios de nudos de energía y potencia se calculan las tarifas a clientes finales de las empresas distribuidoras. En dichas tarifas el precio de la potencia es igual al precio de nudo de la potencia más los costos típicos de distribución (inversión + mantención y operación de las redes + pérdidas), a su vez el precio de la energía es igual al precio de nudo de la energía más las pérdidas producidas en la red de distribución.

Los precios de suministro en las principales subestaciones del Sistema Interconectado Central (SIC) se calculan a partir de los costos de energía en los nudos del área de Santiago y de los costos de potencia en el nudo de Maitencillo. Para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) los costos de energía se calculan en el nudo Crucero y el costo de potencia en los nudos de Arica y Pozo Almonte. Luego a partir de estos precios y por medio de una modulación geográfica que considera los flujos de potencia y energía en el sistema troncal se reconoce la influencia de los sistemas de transmisión en los costos marginales de potencia y energía. El criterio para asignar la modulación es marginalista, adicionando (cuando el flujo es desde los nudos de referencia) o bien restando (cuando el flujo es hacia los nudos de referencia) a los precios bases de energía y potencia las pérdidas marginales de transmisión entre los nudos de referencia y la principales subestaciones del sistema troncal.

A nivel de distribución el esquema planteado pretende reflejar los costos marginales de suministro a un consumidor final, es decir, el costo incremental para la empresa distribuidora de atender un nuevo cliente, así como el costo de suministrar 1kW y 1kWh adicional a este cliente. Bajo el criterio marginalista los costos agregados por la actividad de distribución son asociados principalmente a la potencia debido a que el dimensionamiento de la red de distribución depende de la potencia demandada. Por su parte la energía sólo agrega costos por pérdidas.

En general las tarifas se estructuran a partir de la suma de los siguientes componentes:

1. Costos marginales de generación-transmisión denominados precios de nudo referidos al nivel de distribución, los cuales se encuentran definidos sin ambigüedades en cualquier punto de suministro del sistema.
2. Costos marginales de ampliar y operar las redes de distribución.

Los costos marginales propios de la distribución se han asimilado a los costos medios de esta actividad [Agui96] [CNE89A] [Rud97A]. Conceptualmente bajo un criterio marginalista se puede decir que todo cliente le significa a la empresa distribuidora los siguientes costos:

1. Un costo administrativo debido a la existencia del cliente, independiente de su consumo y que considera ítems tales como facturación, cobranzas, contabilidad etc. En teoría deberían considerarse los costos incrementales dado que en la práctica se han empleado los costos medios.
2. Costo por la demanda de potencia del cliente en horas de punta del sistema. Esto se debe a que la empresa esta obligada a ampliar sus subestaciones, líneas y transformadores en alta y baja tensión para poder abastecer cada kW adicional que el cliente demande en las horas de mayor utilización del sistema. Por otro lado la empresa debe incurrir en la compra del kW adicional más las pérdidas de distribución.
3. Costo por demanda máxima del cliente en horas fuera de punta del sistema. Esto no obliga a la empresa a incurrir en costos de ampliar las subestaciones, líneas y

transformadores en alta tensión ni en comprar 1 kW adicional, sin embargo, probablemente se deberá ampliar la red de baja y alta tensión en el entorno directo del cliente.

4. Costo por consumo de energía del cliente. Cada kWh adicional consumido por el cliente obliga a la empresa distribuidora a comprar ese kWh más las pérdidas de distribución.

Las fórmulas tarifarias se establecen basadas sólo en los costos anteriores (expresados en función de ciertos parámetros) y dado lo fácil que pueden ser obtenidos éstos, se concluye que la tarifa puede ser fácilmente controlada y modificada por la autoridad reguladora cuando varíen los parámetros. Una ventaja del sistema tarifario aplicado en la distribución la constituye el ser general, es decir, puede ser aplicado en cualquier región, evitando el tratamiento dispar que se puede dar a los clientes cuando se emplean distintos pliegos tarifarios en las diferentes regiones.

La estructura vigente de tarificación a clientes finales regulados establece la facturación de los suministros a través del cobro de los siguientes cargos:

1. Cargo fijo

Estos cargos representan los costos necesarios para dar el servicio al cliente, independientes de su consumo, asociados a la lectura de medidores, reparto de boletas, proceso de facturación, cobro de facturas y boletas, atención del usuario, servicios y gastos generales de la empresa distribuidora (modelo) en la proporción en que sean utilizados para las actividades mencionadas y que corresponden al área típica de distribución. Estos cargos se calculan por área típica y son dependientes del tipo de medidor empleado por el cliente, es decir, medidor simple de energía (CFE), de demanda máxima (CFD) y de demanda horaria (CFH). Bajo este criterio se consideran los siguientes casos en las opciones tarifarias:

Tabla 6.1: Cargos fijos en opciones tarifarias

Opción tarifaria	Cargo fijo
BT1-BT2-BT4.1-AT2-AT4.1	CFE
BT3-BT4.2-AT3-AT4.2	CFD
BT4.3-AT4.3	CFH

2. Cargo por consumo de energía

Este cargo se obtiene a partir de la multiplicación del precio unitario de la energía por el consumo mensual de ésta. En la determinación del precio unitario de la energía se consideran los siguientes casos:

a) Opción tarifaria BT1a

La Ley considera que no es conveniente económicamente medir la potencia a los clientes de bajo consumo, razón por la cual ésta se deriva de la energía consumida. El proceso a través de la cual se obtiene la potencia es el siguiente:

Se define la energía por medio de la siguiente expresión:

$$E = D_{max} * T * f_c \quad (1)$$

donde:

E : Energía consumida durante un período T de tiempo.

D_{max} : Demanda máxima ocurrida en el período T de tiempo.

T : Duración del período de tiempo en horas.

f_c : Factor de carga.

De la expresión (1) se deduce el siguiente término para la demanda máxima:

$$D_{max} = \frac{E}{(T * f_c)} \quad (2)$$

De la fórmula (2) la expresión ($T*fc$) corresponde a la definición de las horas de uso (H.U), las cuales representan el número de horas de utilización de la demanda máxima, equivalente a una cierta energía consumida en un período T.

La facturación de la energía y potencia al cliente final regulado se estructura de la siguiente forma:

$$\boxed{Facturacion = P_{energ.} * E + P_{pot.} * D_{max}} \quad (3)$$

donde:

$P_{energ.}$: Precio unitario de la energía.

$P_{pot.}$: Precio unitario de la potencia.

Reemplazando (2) en (3) se obtiene la siguiente expresión para la facturación de la potencia y energía:

$$\boxed{Facturacion = \left(P_{energ.} + \frac{P_{pot.}}{H.U} \right) * E} \quad (4)$$

En la expresión (4) se tiene que el $P_{energ.}$ representa el precio que se debe cobrar al cliente por 1 kWh. Este precio considera el valor de compra por parte de la empresa distribuidora de 1kWh más las pérdidas incurridas en la distribución, como consecuencia su expresión es la siguiente:

$$\boxed{P_{energ.} = FEPE * PE} \quad (5)$$

donde:

FEPE: Factores de expansión de pérdidas de energía.

PE : Precio de nudo equivalente de la energía.

A su vez la expresión $\frac{P_{pot.}}{H.U}$ representa el precio de la potencia valorado a precio de la energía. Esta expresión se entiende de la siguiente forma:

$$\boxed{\frac{P_{pot.}}{H.U} = \frac{FEPP * P_p}{H.U.1} + \frac{CDBT}{H.U.2}} \quad (6)$$

donde:

FEPP : Factores de expansión de pérdidas de potencia.

P_p : Precio de nudo equivalente de la potencia.

H.U.1 : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia coincidente con la punta del sistema eléctrico.

H.U.2 : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia coincidente con la punta del sistema de distribución.

En la expresión (6) los términos representan el pago por el uso de los recursos de generación-transporte y distribución respectivamente.

La opción tarifaria BT1a considera un cargo por energía base y otro por energía adicional de invierno, en los cuales el precio unitario de la energía se calcula de igual forma, sin embargo, el precio de la potencia en el cargo base difiere en un factor de 2,4 en relación al cargo adicional de invierno. Esto se debe a que el cargo adicional de invierno se aplica sólo en los meses de invierno (Mayo a Septiembre inclusive) debiendo recuperar en estos 5 meses la potencia anual, como consecuencia la potencia en el cargo por energía adicional de invierno es igual a la potencia en el cargo base multiplicado por 2,4 (12/5).

b) Resto de opciones tarifarias

El precio unitario de la energía considera el valor de compra por parte de la empresa distribuidora de 1kWh más las pérdidas incurridas en la distribución. Es por lo anterior que el precio cobrado al cliente final regulado se calcula a partir de la expresión (5).

3. Cargo por consumo de potencia

Estos cargos se obtienen a partir de la multiplicación de los precios unitarios de potencia por los consumos respectivos de ésta. En las opciones tarifarias los precios unitarios de la potencia se obtienen a partir de la siguiente expresión:

$$\boxed{Potencia = FCDPS * Ppot + FCDPD * CD} \quad (7)$$

donde:

FCDPS : Factor de coincidencia de las demandas en la punta del sistema eléctrico.

Ppot. : Precio unitario de la potencia.

FCDPD : Factor de coincidencia de las demandas en la punta del sistema de distribución.

CD : Costos de distribución.

En la expresión (7) el primer término representa el costo incurrido por el cliente al emplear los recursos de generación-transporte y el segundo término representa el costo incurrido al emplear las instalaciones de distribución.

6.3 Fórmulas tarifarias aplicables por las empresas concesionarias del servicio público de distribución

Las fórmulas tarifarias vigentes aplicables por las empresas distribuidoras concesionarias se encuentran descritas en el Decreto tarifario N° 300, el cual además de fijarlas en estructura, define sus condiciones de aplicación.

6.3.1 Clientes con suministro de precio regulado

La autoridad considera conveniente regular el precio de los suministros aplicados a los siguientes clientes:

1. Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a los 2 Megawatts ubicados en las 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. A estos clientes se les aplican las fórmulas tarifarias de la respectiva empresa distribuidora.
2. Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a los 2 Megawatts efectuados desde las instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1500 kilowatts en capacidad instalada de generación. Para efectos de aplicación de las fórmulas tarifarias se consideran las correspondientes al sector de distribución que se encuentra geográficamente más próximo al punto de suministro.

Según su nivel de tensión los clientes regulados se clasifican en alta y baja tensión, siendo clientes en alta tensión aquellos que están conectados con su empalme a redes cuyo voltaje es superior a 400 V y en caso contrario, son definidos como clientes en baja tensión. Es importante destacar que aquellos clientes cuyos suministros se efectúan en voltajes de 44 o 66 kV, obtienen una rebaja de las tarifas aplicables en alta tensión igual a un 7 % y, en el caso de aquellos cuyo voltaje de suministro es de 110 kV, la rebaja de las tarifas aplicables en alta tensión es igual a un 9 %.

6.3.2 Opciones tarifarias

En este esquema se definen opciones tarifarias aplicables a clientes definidos tanto en baja como alta tensión. Las opciones a las cuales pueden optar los clientes en baja tensión son la BT1 (en sus modalidades BT1a y BT1b), BT2, BT3 y BT4 (BT4.1, BT4.2 y BT4.3) y en el caso de los clientes en alta tensión son la AT2, AT3 y AT4 (en sus modalidades AT4.1, AT4.2 y AT4.3). Los clientes pueden elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias que se describen más adelante con las limitaciones y condiciones de aplicación establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda, de tal forma de optar por la que más se adecue a su forma particular de consumir. Por su parte las empresas concesionarias de servicio

público de distribución están obligadas a aceptar la opción que los clientes elijan, la cual regirá por un plazo mínimo de un año salvo acuerdo con las empresas distribuidoras.

En si las opciones tarifarias constituyen las siguientes alternativas para los clientes:

1. Medición solamente de la energía para clientes de potencia conectada inferior a 10 kW (Opción tarifaria BT1).
2. Medición de la energía y medición o contratación de la demanda máxima (Opciones tarifarias BT2, BT3, AT2 y AT3).
3. Medición de la energía y medición o contratación de la demanda máxima en horas de punta y fuera de punta (Opciones tarifarias BT4 y AT4).

6.3.2.1 Nomenclatura empleada en fórmulas tarifarias

Las fórmulas tarifarias que se explican y detallan más adelante emplean la siguiente nomenclatura:

1. Precios de nudo equivalentes de energía y potencia

Es el precio de energía y potencia al nivel de alta tensión de distribución (23 kV) y consideran los costos incurridos en las actividades de generación y transmisión. Estos precios son estudiados en detalle en el punto 6.3.2.4 de este capítulo.

En las fórmulas tarifarias se emplean las siguientes expresiones para representar los precios equivalentes:

PE : Precio de nudo equivalente de la energía.

P_p : Precio de nudo equivalente de la potencia.

PNPT : Precio de nudo de la potencia en la subestación troncal San Isidro.

2. Costos de distribución

Representan los costos de inversión, operación y mantenimiento que el sistema de distribución agrega a los precios de nudo equivalentes. Las fórmulas a través de las cuales se obtienen estos costos son presentadas en el punto 6.3.2.4 de este capítulo.

En las fórmulas tarifarias se emplean las siguientes expresiones para representar los costos de distribución:

CDAT : Costo de distribución en alta tensión.

CDBT : Costo de distribución en baja tensión.

3. Cargos fijos

Resultan de la agregación de los costos necesarios para dar servicio a los clientes, pero que no dependen de la potencia ni de la energía suministradas, es decir, representan los costos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario incurridos en el servicio de distribución. Las fórmulas a través de las cuales se obtienen estos costos son presentadas en el punto 6.3.2.4 de este capítulo.

En las fórmulas tarifarias se emplean las siguientes expresiones para representar los cargos fijos:

CFE : Cargo fijo para cliente con medidor de energía.

CFD : Cargo fijo para cliente con medidor de energía y medidor de demanda.

CFH : Cargo fijo para cliente con medidor de energía y medidor horario.

4. Horas de uso

Conceptualmente corresponde al número de horas de utilización de la demanda máxima, equivalente a una cierta energía consumida durante un período

determinado de tiempo. En este caso representa el número de horas de uso del sistema que permiten recuperar la potencia de punta durante el año.

En las fórmulas tarifarias se emplean las siguientes expresiones para representar las horas de uso:

NHUNB: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema.

NHUDB: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución.

NHUNI : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema.

NHUDI : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de distribución.

5. Factores de coincidencia

Existen dos tipos de factores de coincidencia:

a) Factores de coincidencia de compra

Reconocen el uso de los recursos de generación y transmisión empleados, dando cuenta de como un cliente promedio emplea estos recursos.

b) Factores de coincidencia de distribución

Reconocen el uso de los recursos de distribución empleados, dando cuenta de como un cliente promedio emplea dichas instalaciones.

En las fórmulas tarifarias se emplean las siguientes expresiones para representar los factores de coincidencia:

FNPPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.

FDPPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.

FNDPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.

FDDPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.

FNPPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.

FDPPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.

FNDPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.

FDDPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.

6. Factores de expansión de pérdidas

Representan las pérdidas medias de energía y potencia incurridas en las instalaciones de distribución durante los procesos de transporte y transformación.

En las fórmulas tarifarias se emplean las siguientes expresiones para representar los factores de expansión de pérdidas:

PPAT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión.

PEAT : Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión.

PPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión.

PEBT : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.

PMPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión para cargo fuera de punta.

6.3.2.2 Opciones tarifarias para clientes conectados en baja tensión

Como se mencionó anteriormente las opciones tarifarias aplicadas a los clientes definidos en baja tensión son la BT1 (en sus modalidades BT1a y BT1b), BT2, BT3 y BT4 (en sus modalidades BT4.1, BT4.2 y BT4.3). Dichas opciones son descritas en detalle a continuación:

1. Tarifa BT1 (*Opción de tarifa simple*)

Sólo pueden optar a esta tarifa los clientes alimentados cuya potencia conectada es inferior a los 10 kilowatts y aquellos que instalen un limitador para cumplir con dicha condición. Es usada generalmente por clientes residenciales y sólo requiere de un medidor simple de energía

En esta opción se consideran las siguientes modalidades de aplicación:

a) BT1a

Se aplica a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción se produce en los meses en que se han definido horas de punta⁵⁵. Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se suman en la factura o boleta cuando corresponda:

- Cargo fijo mensual (\$/cliente): *CFE*

⁵⁵ Las horas de punta se definen para los meses comprendidos entre Mayo y Septiembre inclusive.

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se efectúa incluso si este es nulo.

- Cargo por energía base (\$/kWh)

El cargo por energía base se obtiene multiplicando los kWh de consumo base leídos por su precio unitario calculado a través de la siguiente expresión:

$$PEBT * PEAT * PE + \frac{PPBT * PPAT * Pp}{NHUNB} + \frac{CDBT}{NHUDB}$$

- Cargo por energía adicional de invierno (\$/kWh)

El cargo por energía adicional de invierno se aplica en cada mes del periodo 1° de Mayo al 30 de Septiembre en que el consumo del cliente excede los 250 kWh/mes, a cada kWh consumido al mes en exceso del límite de invierno del cliente. El límite⁵⁶ de invierno de cada cliente es igual al mayor valor que resulta de comparar 200 kWh con un séptimo de la totalidad de la energía consumida en el periodo 1° de Octubre al 30 de Abril inmediatamente anterior incrementada en 20%. El cargo adicional de invierno no se aplica en el caso de las empresas abastecidas desde el Sistema Interconectado del Norte Grande, donde se factura la totalidad de la energía consumida al precio unitario de la energía base. El cargo adicional de invierno unitario es calculado a través de la siguiente expresión:

$$PEBT * PEAT * PE + \frac{2.4 * PPBT * PPAT * P_p}{NHUNI} + \frac{2.4 * CDBT}{NHUDI}$$

⁵⁶ Par los clientes que se hayan incorporado después del 1° de Octubre, se les considera para el cálculo del límite de invierno un consumo de 250 kWh/mes entre el 1° de Octubre y la fecha de energización del medidor.

Este cargo es la señal económica dada al consumidor sin tarifa por potencia demandada para que sea eficiente durante el período de demanda máxima del sistema eléctrico.

b) BT1b

Se aplica a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual se produce en los meses en que no se han definido horas de punta. Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se suman en la factura o boleta cuando corresponda:

- Cargo fijo mensual (\$/cliente): CFE
- Cargo por energía (\$/kWh)

Su precio unitario es el siguiente:

$$\boxed{PEBT * PEAT * PE}$$

- Cargo por potencia base (\$/kWh)

El cargo por potencia base se aplica en todos los meses del año incluso si el consumo del mes respectivo es nulo y se obtiene multiplicando el mayor de los consumos de energía de los meses de Enero y Febrero inmediatamente anteriores por su precio unitario calculado a través de la siguiente expresión:

$$\boxed{\frac{(P_p - PNPT) * PPBT * PPAT + CDBT}{NHUDB}}$$

- Cargo por potencia de invierno (\$/kWh)

El cargo por potencia de invierno se aplica sólo en los meses de invierno (Mayo a Septiembre inclusive) y es igual al producto del consumo del mes de invierno respectivo por el precio unitario de la potencia de invierno calculado a través de la siguiente expresión:

$$\boxed{\frac{2.4 * PPBT * PPAT * PNPT}{NHUNI}}$$

Actualmente la única empresa distribuidora que ofrece esta opción es la Empresa Eléctrica del Litoral S.A (Litoral S.A).

2. Tarifa BT2 (*Opción de tarifa con potencia contratada*)

Los clientes que optan por esta opción contratan libremente una potencia máxima⁵⁷ con la respectiva distribuidora por 12 meses⁵⁸, pudiendo utilizarla sin restricción en cualquier momento del año durante el periodo de vigencia de dicha potencia contratada, si embargo, los consumidores no pueden aumentar ni disminuir el monto de potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora. Esta opción es usada por clientes residenciales de mayor potencia conectada (superior a 10 kW) y por la pequeña industria o comerciales, cuyo uso de la potencia es limitado o bien controlable por el usuario. Sólo se requiere de un medidor simple de energía.

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se suman en la boleta o factura cuando corresponda:

- Cargo fijo mensual (\$/cliente): *CFE*
- Cargo por energía (\$/kWh)

Su precio unitario es el siguiente:

$$\boxed{PEBT * PEAT * PE}$$

- Cargo por potencia contratada (\$/kW/mes)

⁵⁷ Dicha potencia debe ceñirse a los limitadores existentes en el mercado.

⁵⁸ Durante este plazo los clientes no pueden disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora.

El cargo por potencia contratada se factura en todos los meses del año. En este cargo la tarifa presenta variantes dependientes del grado de utilización de la potencia en horas de punta de acuerdo al siguiente criterio:

- a) Cuando la potencia contratada está siendo utilizada *manifiestamente* durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente si dicha potencia es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo es calificado como “*presente en punta*” y se le aplica el precio unitario correspondiente. Se entiende que la potencia contratada está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta cuando el cociente entre la demanda media⁵⁹ del cliente en horas de punta y su potencia contratada es mayor o igual a 0,5. Su precio unitario es el siguiente:

$$FNPPB * PPBT * PPAT * Pp + FDPPB * CDBT$$

- b) Cuando la potencia contratada está siendo utilizada *parcialmente* durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente si dicha potencia es ó no utilizada el resto de las horas del año, el consumo es calificado como “*parcialmente presente en punta*” y se le aplica el precio unitario correspondiente. Se entiende que la potencia está siendo usada parcialmente durante las horas de punta cuando el cociente entre la demanda media del cliente en dichas horas y su potencia contratada es inferior a 0,5. Su precio unitario es el siguiente:

$$FNDPB * PPBT * PPAT * Pp + FDDPB * CDBT$$

No obstante lo anterior si en periodos de 60 minutos consecutivos en las horas de punta el cociente entre la potencia media utilizada por el cliente y

⁵⁹ Por demanda media en horas de punta se entiende el cociente entre el consumo de energía durante dichas horas y el número de horas de punta.

su potencia contratada supera 0,85 y este hecho se produce frecuentemente⁶⁰, el consumo es calificado como “*presente en punta*”.

3. Tarifa BT3 (*Opción de tarifa con demanda máxima leída*)

Usada por clientes industriales o comerciales de tamaño mediano, cuyo uso de la potencia no es controlable por los usuarios. Para optar a esta opción se requiere de un medidor simple de energía y un medidor de demanda máxima leída, entendiéndose por demanda máxima leída del mes el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se suman en la boleta o factura cuando corresponda:

- Cargo fijo mensual (\$/cliente): *CFD*
- Cargo por energía (\$/kWh)

Su precio unitario es el siguiente:

$$\boxed{PEBT * PEAT * PE}$$

- Cargo por demanda máxima leída (\$/kW/mes)

La facturación mensual de este cargo corresponde al mayor de los valores siguientes:

- a) Demanda máxima del mes determinada como la más alta que resulte de comparar la demanda máxima leída del mes con el promedio de las dos más altas demandas registradas en aquellos meses que contengan horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura. Al igual que la tarifa BT2 la presente tarifa se aplica con variantes en lo que se refiere al

⁶⁰ Se entiende como frecuente la ocurrencia del suceso durante por lo menos 5 días hábiles del mes.

cargo por demanda máxima, considerando para su aplicación la demanda máxima leída en vez de la potencia contratada.

1) Consumos presentes en punta:

$$FNPPB * PPBT * PPAT * Pp + FDPPB * CDBT$$

2) Consumos parcialmente presentes en punta:

$$FNDPB * PPBT * PPAT * Pp + FDDPB * CDBT$$

b) El 40 % del mayor de los cargos por demanda máxima registrado en los últimos 12 meses.

4. Tarifa BT4 (*Opción de tarifa horaria*)

Usada por clientes de industria mayor, cuyo uso de potencia es controlable en forma horaria y de preferencia esta presente mayoritariamente en horas fuera de punta. Requiere de un medidor simple de energía y un medidor de demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico y demanda máxima contratada o leída en horas fuera de punta, el cual depende de la modalidad elegida.

En esta opción se reconocen las siguientes modalidades de aplicación:

a) Tarifa BT4.1

En esta modalidad el cliente contrata tanto la demanda en horas de punta como la demanda en horas fuera de punta. Para optar a esta opción se requiere de un medidor simple de energía y de la instalación de un interruptor horaria para activar los limitadores de demanda.

Comprende los siguientes cargos que se suman en la boleta o factura:

- Cargo fijo mensual (\$/cliente): *CFE*

- Cargo por energía (\$/kWh)

Su precio unitario es el siguiente:

$$PEBT * PEAT * PE$$

- Cargo mensual por potencia contratada en horas de punta. (\$/kW/mes)

El cargo se factura incluso si el consumo de energía es nulo y se obtiene multiplicando los kW de potencia por su precio unitario:

$$FNPPB * PPBT * PPAT * Pp + FDPPB * CDBT - FDFPB * (CDBT - PMPBT * CDAT)$$

- Cargo mensual por potencia contratada en horas fuera de punta (\$/kW/mes)

El cargo se factura incluso si el consumo de energía es nulo y se obtiene multiplicando los kW de potencia por su precio unitario:

$$FDFPB * (CDBT - PMPBT * CDAT)$$

b) Tarifa BT4.2

En esta opción el cliente contrata la demanda máxima en horas fuera de punta y se le mide la demanda máxima en horas de punta. Para optar a esta opción se requiere de un medidor de energía, de un medidor de demanda y de la instalación de un interruptor horario para activar los limitadores de demanda fuera de horas de punta.

Comprende los siguientes cargos que se suman en la boleta o factura:

- Cargo fijo mensual (\$/cliente): *CFD*
- Cargo por energía (\$/kWh)

Su precio unitario es el siguiente:

$$PEBT * PEAT * PE$$

- Cargo mensual por demanda máxima leída en horas de punta (\$/kW/mes)

El cargo se factura de la siguiente manera:

- 1) Durante los meses que contengan horas de punta se aplica a la demanda máxima en horas de punta efectivamente leída en cada mes el precio unitario correspondiente, excepto en las empresas abastecidas por el Sistema Interconectado del Norte Grande en que se aplica al promedio de las dos demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.
- 2) Durante los meses que no contengan horas de punta se aplica al promedio de las dos mayores demandas máximas en horas de punta registradas durante los meses del periodo de punta inmediatamente anteriores, el precio unitario correspondiente.

Su precio unitario es el siguiente:

$$FNPPB * PPBT * PPAT * P_p + FDPPB * CDBT - FDFPB * (CDBT - PMPBT * CDAT)$$

- Cargo mensual por potencia contratada en horas fuera de punta (\$/kWh/mes)

Su precio unitario es el siguiente:

$$FDFPB * (CDBT - PMPBT * CDAT)$$

c) Tarifa BT4.3

En esta opción al cliente se le mide la energía y la demanda máxima de potencia en horas de punta y fuera de punta.

Comprende los siguientes cargos que se suman en la boleta o factura:

- Cargo fijo mensual (\$/cliente): *CFH*
- Cargo por energía (\$/kWh)

Su precio unitario es el siguiente:

$$\boxed{PEBT * PEAT * PE}$$

- Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta. (\$/kWh/mes)

Su precio unitario es el siguiente:

$$\boxed{FNPPB * PPBT * PPAT * Pp + FDPPB * CDBT - FDFPB * (CDBT - PMPBT * CDAT)}$$

- Cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada (\$/kWh/mes)

El cargo se factura durante todos los meses del año aplicando al promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture, el siguiente precio unitario:

$$\boxed{FDFPB * (CDBT - PMPBT * CDAT)}$$

6.3.2.3 Opciones tarifarias para clientes conectados en alta tensión

En alta tensión rigen las opciones tarifarias AT2, AT3 y AT4 (en sus modalidades AT4.1, AT4.2 y AT4.3) las que son similares en estructura y condiciones de aplicación a las tarifas BT2, BT3 y BT4 (en sus modalidades BT4.1, BT4.2 y BT4.3) respectivamente, sin embargo, difieren en los precios unitarios correspondientes.

1. Tarifa AT2 (*Opción de tarifa con potencia contratada*)

- Cargo Fijo Mensual (\$/cliente): *CFE*
- Cargo por Energía (\$/kWh)

$$\boxed{PEAT * PE}$$

- Cargo por Potencia contratada (\$/kW/mes)

a) Consumos parcialmente presentes en punta:

$$FNDPA * PPAT * Pp + FDDPA * CDAT$$

b) Consumos presentes en punta:

$$FNPPA * PPAT * Pp + FDPPA * CDAT$$

2. Tarifa AT3 (*Opción de tarifa con demanda máxima leída*)

- Cargo Fijo Mensual (\$/cliente): CFD
- Cargo por Energía (\$/kWh)

$$PEAT * PE$$

- Cargo por demanda máxima leída (\$/kW/mes)

a) Consumo parcialmente presente en punta:

$$FNDPA * PPAT * Pp + FDDPA * CDAT$$

b) Consumos presentes en punta:

$$FNPPA * PPAT * Pp + FDPPA * CDAT$$

3. Tarifa AT4 (*Opción de tarifa horaria*)

a) Tarifa AT4.1

- Cargo Fijo Mensual (\$/cliente): CFE
- Cargo por Energía (\$/kWh)

$$PEAT * PE$$

- Cargo mensual por potencia contratada en horas fuera de punta (\$/kW/mes)

$$\boxed{FDFPA * CDAT}$$

- Cargo mensual por potencia contratada en horas de punta (\$/kW/mes)

$$\boxed{FNPPA * PPAT * Pp + FDPPA * CDAT - FDFPA * CDAT}$$

b) Tarifa AT4.2

- Cargo Fijo Mensual (\$/cliente): *CFD*

- Cargo por Energía (\$/kWh)

$$\boxed{PEAT * PE}$$

- Cargo por potencia contratada en horas fuera de punta (\$/kW/mes)

$$\boxed{FDFPA * CDAT}$$

- Cargo mensual por demanda máxima leída en horas de punta (\$/kW/mes)

$$\boxed{FNPPA * PPAT * Pp + FDPPA * CDAT - FDFPA * CDAT}$$

c) Tarifa AT4.3

- Cargo Fijo Mensual (\$/cliente): *CFH*

- Cargo por Energía (\$/kWh)

$$\boxed{PEAT * PE}$$

- Cargo por demanda máxima leída en horas fuera de punta (\$/kW/mes)

$$\boxed{FDFPA * CDAT}$$

- Cargo mensual por demanda máxima leída en horas de punta (\$/kW/mes)

$$\boxed{FNPPA * PPAT * Pp + FDPPA * CDAT - FDFPA * CDAT}$$

6.3.2.4 Determinación de parámetros empleados en fórmulas tarifarias

Los parámetros empleados en las fórmulas tarifarias son calculados de la siguiente forma:

1. Precios de nudo equivalentes de energía y potencia

Los precios equivalentes PE y P_p corresponden a los precios de nudo en alta tensión de distribución vigentes en la subestación primaria a la cual corresponde el cliente. Esta subestación es la que presenta menor distancia al punto de suministro medida a lo largo de las líneas eléctricas que permiten la conexión, para estos efectos sólo se consideran las líneas de propiedad del concesionario y las establecidas mediante concesión o que utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público, independiente de sus características técnicas y de si los circuitos operan o no normalmente cerrados. La asignación del cliente a la respectiva subestación primaria de distribución se mantiene durante el período comprendido entre el 1° de Mayo y el 1° de Noviembre de cada año.

En la práctica no se ha aplicado la metodología anterior para establecer los precios de nudo equivalentes, sin embargo, en el Decreto N° 300 se introduce este nuevo concepto.

En forma alternativa al proceso anterior los precios de nudo equivalentes PE y P_p aplicables a los clientes regulados en las zonas de concesión de las empresas distribuidoras, han sido calculados por medio de las siguientes expresiones:

$$PE = \sum_{i=1}^n Ni \cdot Ri \cdot PNEi \cdot (1 + CBTEi / 100)$$

$$P_p = \sum_{i=1}^n Ni \cdot (PNPi + CBTPi + Ki \cdot CBLP / 30,2)$$

en las expresiones anteriores se tiene que:

- PE : Precio de nudo de la energía correspondiente al cliente de acuerdo al sector en que éste se ubica expresado en \$/kWh.
- P_p : Precio de nudo de la potencia correspondiente al cliente de acuerdo al sector en que éste se ubica expresado en \$/kW/mes.
- PNE_i : Precio de nudo de la energía para la subestación troncal de generación-transporte *i* expresado en \$/kW/mes.
- PNP_i : Precio de nudo de la potencia de punta para la subestación troncal de generación-transporte *i* expresado en \$/kW/mes.
- N_i : Proporción del aporte de electricidad considerado en la subestación principal de generación-transporte *i*.
- R_i : Factor de recargo en el precio de la energía por concepto de pérdidas de energía en transmisión desde la subestación troncal de generación-transporte *i*.
- K_i : Cargo adicional en el precio de la potencia de punta por concepto de inversión, operación, mantenimiento y pérdida de potencia en el transporte desde la subestación troncal de generación-transporte *i* expresado en \$/kW/mes.
- CBTE_i : Cargo por transformación de energía desde la subestación troncal de generación-transporte *i* hasta el nivel de distribución expresado en %.
- CBTP_i : Cargo por transformación de potencia de punta desde la subestación troncal de generación-transporte *i* hasta el nivel de distribución expresado en \$/kW/mes.
- CBLP : Cargo por transporte de potencia al nivel de distribución expresado en \$/kW/mes/km.
- n : Número de subestaciones troncales de generación-transporte consideradas en la determinación de los precios de PE y P_p correspondientes al cliente de acuerdo al sector que éste se encuentra.

En cada fijación de los precios de nudos, para cada concesionario del servicio público de distribución y sector de distribución donde se ubica el cliente, se definen los valores para los parámetros N_i , R_i y K_i en cada una de las subestaciones troncales de generación-transporte consideradas para efectos de representar los costos de generación-transporte en su estructura de precios al nivel de distribución.

2. Costos de distribución y cargos fijos

Los costos de distribución en alta y baja tensión, $CDAT$ y $CDBT$ respectivamente, se calculan de la siguiente forma:

$$CDAT = IA1 \cdot B \cdot \frac{D}{Do} + IA2 \cdot B \cdot \frac{IPC}{IPC_o} + IA3 \cdot B \cdot \frac{IPC_u}{IPC_{u_o}} + (IA4 \cdot B + OA1) \cdot \frac{IPMN}{IPMN_o} + (IA5 \cdot B + OA2) \cdot \frac{IRH}{IRH_o}$$

$$CDBT = IB1 \cdot B \cdot \frac{D}{Do} + IB2 \cdot B \cdot \frac{IPC}{IPC_o} + IB3 \cdot B \cdot \frac{IPC_u}{IPC_{u_o}} + (IB4 \cdot B + OB1) \cdot \frac{IPMN}{IPMN_o} + (IB5 \cdot B + OB2) \cdot \frac{IRH}{IRH_o}$$

En las fórmulas anteriores los valores de $IA1$, $IA2$, $IA3$, $IA4$, $IA5$, $OA1$, $OA2$, $IB1$, $IB2$, $IB3$, $IB4$, $IB5$, $OB1$ y $OB2$ dependen del área típica al cual la empresa de distribución atiende. Dichos valores son actualizados a partir del 1° de Enero de cada año por medio de la multiplicación de éstos por los factores de economías de escala definidos también en cada año.

En el caso de los cargos fijos CFE , CFD y CFH son obtenidos a través de las siguientes fórmulas:

$$CFE = CFE1 \cdot \frac{IPMN}{IPMN_o} + CFE2 \cdot \frac{IRH}{IRH_o}$$

$$CFD = CFD1 \cdot \frac{IPMN}{IPMN_o} + CFD2 \cdot \frac{IRH}{IRH_o}$$

$$CFH = CFH1 \cdot \frac{IPMN}{IPMN_o} + CFH2 \cdot \frac{IRH}{IRH_o}$$

En las fórmulas anteriores los valores de CFE1, CFE2, CFD1, CFD2, CFH1 y CFH2 dependen del área típica al cual la empresa de distribución atiende. Dichos valores son actualizados a partir del 1° de Enero de cada año por medio de la multiplicación de éstos por los factores de economías de escala definidos también en cada año.

En las fórmulas de los costos de distribución y costos fijos se tiene que:

- D : Índice de productos importados calculado como $D = Tc * (1+Ta)$ donde Tc corresponde al tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica publicado por el Banco Central de Chile, “Dólar Observado”, o el que lo reemplace. Se utiliza el valor promedio del segundo mes anterior a aquél en que las tarifas son aplicadas. Por su parte Ta corresponde a la tasa arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico. Se emplea el valor vigente del último día hábil del segundo mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas.
- IPC : Índice de precios al consumidor (índice general) publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE). Se emplea el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas.
- IRH : Índice general de remuneraciones publicado por el INE. Se emplea el valor correspondiente al tercer mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas.
- IPMN : Índice de Precios al por Mayor (total de productos nacionales) publicado por el INE. Se emplea el valor correspondiente al tercer mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas.
- IPCu : Índice de precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra del cobre en la Bolsa de Valores de Londres; precio que calcula la Comisión Chilena del Cobre y que se publica mensualmente en el “Boletín mensual del Banco Central”. Para estos efectos se considerará los 12 meses que terminan con el tercer

mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas y se referirán a moneda nacional utilizando el valor de Tc.

B : Factor de corrección por aportes de terceros.

6.3.2.5 Recargos aplicados por las empresas distribuidoras

Las empresas de distribución pueden aplicar un recargo a sus clientes en alta y baja tensión por concepto de:

1. Recargos por distancia

Este recargo se aplica si el punto de suministro de sus clientes se encuentra a una distancia⁶¹ superior o igual a las que se aprecian en la siguiente tabla, de una subestación de bajada a niveles de tensión de 23 kV o menos, pero más de 400 V.

Tabla 6.2: Recargos por distancia

Area correspondiente al cliente	Distancia (Km)
1, 1S, 2	20
3	30
4	40

El recargo es de 0,5 % por Km para los suministros en alta tensión y de 0,25 % por Km para los de baja tensión. Dicho recargo se aplica a cada kilómetro en exceso respecto de las distancias anteriormente señaladas.

En los sistemas eléctricos en los cuales no existen subestaciones de bajada a niveles de 23 kV o menos, pero más de 400 V, la distancia de aplicación

⁶¹ Las distancias se considerarán a lo largo de las líneas de distribución y contados desde la subestación de bajada correspondiente al cliente.

de este recargo se mide a partir del patio de la central generadora más próxima al punto de suministro.

2. Recargos por factor de potencia media mensual

La facturación por consumos efectuados en instalaciones cuyo factor de potencia medio es inferior a 0,93 se recarga en 1 % por cada 0,01 en que dicho factor baje de 0,93. En el caso de no existir medidores de factor de potencia permanentemente instalados, la empresa de distribución es la encargada de determinarlo.

3. Otros recargos

Los consumos correspondientes a clientes de alta tensión pueden ser medidos tanto en alta como en baja tensión. Al realizar la medición en baja tensión se considera un recargo del 3,5 % en los cargos de energía y potencia por concepto de pérdidas de transformación.

6.4 Condiciones de aplicación de las tarifas

En relación a la aplicación de las tarifas eléctricas por parte de las empresas concesionarias del servicio público de distribución se debe tener presente lo siguiente:

6.4.1 Condiciones generales

Cuando la facturación esté formada por la fracción de dos meses calendario, el consumo de energía del mes se estima en función de los partes correspondientes. Asimismo para la determinación de la demanda máxima leída a facturar se considera como correspondiente a un mes la demanda imputada en la factura que tenga un mayor número de días perteneciente a éste.

Los montos de potencia contratada en las diferentes tarifas, así como las opciones tarifarias elegidas por el cliente, rigen por doce meses y se entenderán renovadas por un periodo similar salvo aviso del cliente con al menos 30 días de anticipación al vencimiento de dicho periodo. No obstante el cliente puede disminuir dichos montos o bien cambiar la opción tarifaria comprometiéndose con la empresa el pago del remanente que tuviere por concepto de potencias contratadas. De modo similar se procede con las demandas máximas leídas en las diferentes opciones tarifarias.

Es obligación de la empresa concesionaria indicar en la boleta o factura correspondiente a los 3 últimos meses del período en que rige la tarifa, la fecha de término de este período, la opción tarifaria vigente, el monto de la potencia contratada, y la fecha límite para que el cliente comunique a la empresa las modificaciones que desee efectuar a su contrato de suministro.

Todos los equipos de medida y otros dispositivos de control son de cargo del cliente, o bien, provistos por éste. Por su parte la empresa distribuidora puede rechazar los equipos ó dispositivos que a su juicio no cuenten con el grado de confiabilidad requerido, en cuya situación, el cliente puede apelar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles quien resolverá oyendo a las partes.

6.4.2 Definición de horas de punta

La definición de horas de punta para cada empresa o sector de distribución depende del sistema eléctrico del cual sean abastecidos:

1. Para las empresas distribuidoras o sectores de distribución abastecidos desde el Sistema Interconectado Central (SIC) se entenderá por horas de punta el periodo comprendido entre las 18 y 23 horas de cada día de los meses de invierno (Mayo a Septiembre inclusive).
2. Para las empresas distribuidoras o sectores de distribución abastecidos desde el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se entenderá por horas de punta el periodo comprendido entre las 18 y 23 horas mientras rija el horario oficial de

invierno y, entre las 19 y 24 mientras rija el horario de verano de cada día de todos los meses del año.

3. Para las empresas distribuidoras o sectores de distribución abastecidos desde los Sistemas Eléctricos de Aysén y Magallanes se entenderá por horas de punta al periodo comprendido entre las 17 y 22 horas de cada día de los meses de invierno (Mayo a Septiembre inclusive).

Cualquier empresa distribuidora o sector de distribución puede solicitar, bajo una solicitud fundada al Ministerio de Economía, la autorización para adelantar o atrasar en un máximo de 1 hora el inicio o término respectivamente del periodo de 5 horas diarias de punta. En caso de ser acogida la solicitud, la empresa debe publicar en un diario de circulación nacional el periodo de horas de punta que regirá para su zona de concesión con una anticipación mínima de 30 días de su aplicación.

6.4.3 Determinación de la potencia contratada

La magnitud de la potencia contratada es establecida por el cliente, sin embargo, la empresa concesionaria puede exigir la instalación de un limitador⁶² de potencia que cumpla con las normas técnicas vigentes. Alternativamente la potencia contratada puede ser establecida por medio de la medición⁶³ de la demanda máxima por parte de la empresa concesionaria cuando lo estime conveniente, siendo dicho costo asumido por ella. Si la potencia contratada no es establecida por el cliente y no es medida por la empresa concesionaria, se determina sumando a la potencia conectada en el alumbrado la demanda del resto de la carga determinada de la siguiente forma:

⁶² Dicho limitar será cargo del cliente, salvo que éste no establezca la magnitud de la potencia contratada.

⁶³ Dicha medición se realiza con instrumentos apropiados calificados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Tabla 6.3: Cálculo de la potencia contratada

Número de motores⁶⁴ o artefactos conectados	Demanda máxima estimada en % de la carga conectada
1	100
2	90
3	80
4	70
5 o más	60

Los valores de la demanda máxima obtenida luego de aplicar los criterios expuestos en la tabla anterior, deben modificarse de tal forma de obtener una demanda máxima que no sea menor que la potencia del motor o artefacto más grande, o que el 90 % de la potencia sumada de los dos motores o artefactos más grandes, o que el 80 % de la potencia sumada de los tres motores o artefactos más grandes.

6.4.4 Condición de aplicación de las tarifas subterráneas

Se aplica a los clientes de clasificación 1S y a los que, por la exigencia de una disposición municipal, pertenecen a una clasificación 1 y son abastecidos total o parcialmente por redes de distribución que debieron canalizarse subterráneamente.

Los clientes son clasificados según el tipo de alimentación que reciban en clientes de alta y baja tensión la que a su vez puede ser aérea o subterránea según las siguientes condiciones:

1. Condición de clasificación de clientes en alta tensión

El cliente se considera clasificado como alimentado por redes de alta tensión subterráneas si el alimentador de alta tensión de distribución que lo

⁶⁴ Cada aparato de calefacción se considera como motor.

abastece se encuentra canalizado subterráneamente⁶⁵ en más de un 50 % de su longitud en su comuna. Al no cumplir con dicha condición el cliente es clasificado como alimentado por redes de alta tensión aéreas.

2. Condición de clasificación de clientes en baja tensión

a) Condición de alta tensión

El cliente se considera clasificado como alimentado por redes de alta tensión subterráneas si el alimentador de alta tensión que abastece al transformador⁶⁶ de distribución asociado al cliente se encuentra canalizado subterráneamente en más del 50 % de su longitud en la comuna. Al no cumplir con la condición anterior el cliente es clasificado como alimentado por redes de alta tensión aéreas. Se entenderá para estos efectos que el transformador de distribución asociado al cliente es el que se encuentra más próximo a su punto de suministro considerando la distancia medida a través de la red de baja tensión.

b) Condición de baja tensión

El cliente se considera clasificado como alimentado por redes de baja tensión subterráneas si cumple con las siguientes condiciones:

- La red de distribución de baja tensión que lo abastece es subterránea en el punto de conexión con el empalme del cliente y esta completamente canalizada en forma subterránea en el frontis de la propiedad del cliente.
- El transformador de distribución asociado al cliente es subterráneo.

⁶⁵ En virtud de una disposición municipal.

⁶⁶ Se entiende por transformador de distribución asociado al cliente, el que se encuentra más próximo a su punto de suministro considerando la distancia medida a través de la red de baja tensión.

Al no cumplir con las condiciones anteriores el cliente es clasificado como alimentado por redes de baja tensión aéreas.

Basado en lo anterior se consideran tres casos de aplicación de la tarifa subterránea:

Caso 1: Red de baja tensión aérea y red de alta tensión subterránea.

Caso 2: Red de baja tensión subterránea y red de alta tensión aérea.

Caso 3: Red de baja tensión subterránea y red de alta tensión subterránea.

En el cuadro siguiente se muestra la aplicación tarifaria en cada caso:

Tabla 6.4: Aplicación de variables y parámetros en casos de tarifa subterránea

Casos	Caso 1		Caso 2		Caso 3	
	AT Subterránea	BT Aérea	AT Aérea	BT Subterránea	AT Subterránea	AT Subterránea
CDAT	CDAT(1S)		CDAT (1A)		CDAT(1S)	
CDBT	$(CDAT(1S)-CDAT(1A))*$ $1.0939+ CDBT(1A)$		$(CDAT(1A)-CDAT(1S))*$ $1.0828+ CDBT(1S)$		CDBT(1S)	
PPAT	PPAT(1S)		PPAT(1A)		PPAT(1S)	
PEAT	PEAT(1S)		PEAT(1A)		PEAT(1S)	
PPBT	PPBT(1A)		PPBT(1S)		PPBT(1S)	
PEBT	PEBT(1A)		PEBT(1S)		PEBT(1S)	
CFE	CFE(1S)	CFE(1A)	CFE(1A)	CFE(1S)	CFE(1S)	CFE(1S)
CFD	CFD(1S)	CFD(1A)	CFD(1A)	CFD(1S)	CFD(1S)	CFD(1S)
CFH	CFH(1S)	CFH(1A)	CFH(1A)	CFH(1S)	CFH(1S)	CFH(1S)

En la tabla anterior los denominadores (1S) y (1A) corresponden al área típica 1 subterránea y 1 aérea respectivamente.

Los factores de economías de escala que se aplican a los casos 1 y 3 son los correspondientes al área 1S y para el caso 2 son los correspondientes al área 1A.

6.5 Resumen

El Decreto tarifario N°300 fija las fórmulas tarifarias aplicables por las empresas eléctricas concesionarias del servicio público de distribución que rigen a partir de Junio de 1997 por un período de cuatro años. En él se establecen opciones tarifarias para los clientes definidos en alta y baja tensión, los cuales las eligen en forma voluntaria aceptando los cargos y condiciones de aplicación respectivas según su modalidad de consumo.

Las opciones tarifarias aplicables a clientes de alta y baja tensión están compuestas por cargos fijos, cargos por energía y cargos por potencia, los cuales emplean para su cálculo los precios de nudos al nivel de distribución, costos de distribución, cargos fijos, horas de usos, factores de coincidencia y factores de expansión de pérdidas.

Las opciones tarifarias BT1, BT2, BT3 y BT4 son las que rigen en baja tensión y las opciones tarifarias AT2, AT3 y AT4 son las que rigen en alta tensión. Las aplicables en alta tensión son similares en estructura y condiciones de aplicación que las opciones tarifarias BT2, BT3 y BT4 respectivamente, difiriendo sólo en los precios unitarios correspondientes.

6.6 Comentarios

El Decreto Tarifario vigente (N° 300, publicado el 23 de Junio de 1997 en el Diario Oficial) introdujo algunas reformas en comparación al Decreto Tarifario anterior (N° 572, publicado el 27 de Octubre 1992 en el Diario Oficial). En relación a lo anterior se presenta en la siguiente tabla algunas diferencias:

Tabla 6.5: Comparación entre Decretos Tarifarios N° 572 y N° 300

Ítem	Decreto N° 572 (1992)	Decreto N° 300 (1997)
Empresas del servicio público de distribución.	30	35
Áreas típicas.	4 (1, 2, 2A, 3)	5 (1A, 1S, 2, 3, 4)
Recargo por distancia.	La distancia sobre la cual se aplica es independiente del área típica del cliente.	La distancia sobre la cual se aplica es dependiente del área típica del cliente.
Recargo por factor de potencia medio mensual.	Considera como factor límite 0,85.	Considera como factor límite 0,93.
Determinación del factor de potencia cuando no existen medidores permanentes.	No precisa.	La empresa lo determina.
Indicar en la boleta o factura la fecha de término del	No precisa.	Las empresas están obligadas a realizar este

período de contrato, opción tarifaria vigente, monto potencia contratada y fecha límite para modificaciones.		detalle en los 3 últimos meses del período en que rige la tarifa.
PMPBT	No existe.	Si existe.
Precios de nudo equivalentes de energía y potencia.	Se calculan por medio de un método que permite obtener un precio para la energía y potencia a nivel de empresa distribuidora.	Son los precios de nudo en alta tensión, vigentes en la subestación primaria de distribución más cercana al cliente.
Índices considerados en el cálculo de los costos de distribución.	Considera los índices D, IPCu, IPMN y ISS.	Considera los índices D, IPC, IPCu, IPMN y IRH.
Índices considerados en el cálculo de los cargos fijos.	Considera los índices IPMN y ISS.	Considera los índices IPMN y IRH.

No restando importancia a las diferencias detectadas anteriormente entre los decretos, se puede decir que la gran novedad que trajo el decreto vigente son las condiciones de aplicación de la tarifas subterráneas. Esto es consecuencia de que la Comisión Nacional de Energía haya definido cinco áreas típicas de distribución para representar en forma más adecuada las áreas en las cuales el valor agregado de distribución es parecido entre sí, en este sentido las áreas de alta densidad son representadas por el Area 1S y Area 1A. El Area 1S es un área de distribución abastecida por redes subterráneas debido a la exigencia de una ordenanza municipal o decreto alcaldicio vigente. Por su parte el Area 1A es un área de distribución que puede ser abastecida por redes aéreas al no existir exigencia de redes subterráneas emanada de una ordenanza municipal o decreto alcaldicio vigente.

En los últimos años la aplicación de tarifas eléctricas inadecuadas, en la mayor parte de los países de América Latina, ha provocado serias crisis financieras en las empresas eléctricas, contribuyendo a aumentar la inflación y el desperdicio de la energía, deteriorando la calidad de servicio y causando enormes perjuicios para la

sociedad [Bitu93]. Hoy en día la prestación de los servicios eléctricos requieren de una tarifa que permita cubrir los costos totales incurridos por las empresas, rentar en forma adecuada sus inversiones, ser capaz de promover en el consumidor final el uso racional y económico de la energía eléctrica e incentivar a las empresas a ser más eficientes en la producción de un producto de mejor calidad. En relación a lo anterior una tarifa en base a costos marginales permite satisfacer dichos objetivos, debiendo tener en cuenta que estas tarifas deben atender los siguientes principios [Bitu93]:

1. Principio de eficiencia

Las tarifas deben ser capaces de estimular el mejor uso de los recursos económicos de la sociedad, señalándole al consumidor la dirección de mínimo costo e incentivando el uso racional de la energía. En este sentido una buena señal de precios permite a los consumidores establecer una relación entre el costo y el beneficio de consumir.

2. Principio de equidad

Para cumplir con este principio las tarifas deben garantizar cierta igualdad en el tratamiento de clientes que emplean en forma similar el sistema.

3. Principio de equilibrio financiero

Las tarifas deben promover el equilibrio económico-financiero de las empresas concesionarias, permitiéndoles obtener ingresos capaces de cubrir los costos totales incurridos en prestar el servicio, rentar en buena forma las inversiones y garantizar la expansión del sistema.

4. Principio de simplicidad

Las tarifas deben ser los más simples posibles para permitir a los consumidores entenderlas de buena forma, beneficiar el proceso de comercialización, medición y facturación de la energía.

5. Principio de estabilidad

En este sentido las tarifas deben ser establecidas de forma que conserven su estructura de precios durante un tiempo razonable con la finalidad de evitar grandes fluctuaciones en períodos cortos.

6. Objetivos

Al momento de definir las tarifas se deben tener en cuenta los objetivos políticos (tarifas uniformadas a nivel de país, región, etc.), económicos (no incentivar la sustitución del consumo de energía por otras formas más caras o bien la aplicación de un subsidio en los precios), sociales, comerciales, etc.

Antiguamente en Chile la Ley no describía un procedimiento detallado ni criterios uniformes para establecer la estructura tarifaria, razón por la cual se generaba una diversidad de pliegos tarifarios entre las distintas empresas, una tipificación y discriminación de los consumidores según el uso final dado a la electricidad. En este esquema las tarifas eran establecidas en base a costos contables de las empresas que debían cubrir los costos de explotación, operación y mantenimiento de las instalaciones y dar a una adecuada rentabilidad al capital invertido. Este esquema dificultaba la búsqueda de eficiencia ya que los costos considerados podían encubrir la ineficiencia en la gestión de las empresas traspasándolas a los consumidores finales. Dado que el ingreso es en función de las remuneraciones sobre los activos, existía un incentivo de aumentar el valor de éstos.

Para revertir la situación anterior, las nuevas tarifas se apoyaron en principios económicos (criterio marginalista) y en elementos que permitieran promover la eficiencia en la gestión de las empresas, el uso racional y económico de la energía. Los resultados obtenidos han demostrado esfuerzos significativos en las empresas distribuidoras por mejorar su eficiencia y productividad, las cuales han experimentado una considerable racionalización de las dotaciones de personal y la tercerización de actividades, permitiéndoles obtener y mantener una rentabilidad razonable a través de las fijaciones tarifarias. A su vez las empresas líderes han introducido tecnologías de punta y equipos de información para mejorar la gestión técnica y atención de clientes [Mart96].

VII. SENSIBILIDAD DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS APLICABLES POR LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN

7.1 Introducción

Las actuales fórmulas tarifarias aplicables por las empresas eléctricas concesionarias del servicio público de distribución fueron confeccionadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y fijadas mediante el Decreto Tarifario N°300⁶⁷ por el Ministerio de Minería, Fomento y Reconstrucción. En este Decreto se establecen las opciones tarifarias que rigen a los clientes definidos en alta y baja tensión, las cuales se obtienen a partir de la suma de cargos por concepto de costos fijos de atención al cliente, por consumos de energía y de potencia. A su vez estos cargos se estiman por medio de fórmulas estructuradas en base a variables (precios de nudos equivalentes, costos de distribución, cargos fijos, etc.) y parámetros (horas de usos, factores de coincidencia, factores de economía de escala, factores de expansión de pérdidas, etc.).

Conociendo la estructura de las fórmulas que permiten obtener los cargos, surge la interrogante de cual o cuales variables y parámetros tienen mayor impacto sobre ellos y por ende, cuales deben ser objeto de un cálculo más cuidadoso. Es por lo anterior que en este capítulo se realizan las siguientes actividades para establecer las variables y parámetros relevantes en los cargos, a partir de los cuales se determinan los de mayor influencia sobre las opciones tarifarias BT1, BT2 y AT3:

1. En cada uno de los cargos se clasifican las variables y parámetros según su incidencia directa o indirecta sobre éste.

⁶⁷ Fija las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros de precio regulado por las empresas concesionarias de servicio público de distribución, publicado en el Diario Oficial N° 35.799 del Miércoles 25 de Junio de 1997.

2. Se estima el grado de influencia de las variables y parámetros en los distintos cargos por medio de constantes que relacionan la variación porcentual experimentada en los cargos ante una alteración del valor de una variable o parámetro.
3. Cada variable y parámetro se clasifica según su grado de influencia sobre los cargos.
4. Se determinan las variables y parámetros que impactan en forma relevante los distintos cargos, las cuales son analizadas en detalle.
5. A partir de las variables y parámetros relevantes en los cargos, se establecen cuáles de éstas influyen en mayor grado sobre las opciones tarifarias BT1, BT2 y AT3.
6. Se establecen las entidades que determinan las variables y parámetros que más inciden sobre los distintos cargos.
7. Estudio de influencias de los parámetros que representan las horas de uso sobre los cargos.

Finalmente se estudia el comportamiento de algunas variables y parámetros relevantes en función de las áreas típicas que representan distintas densidades poblacionales y de consumo. A partir de lo anterior el autor propone un estudio que considere, además de los valores agregados de distribución, el cálculo de los parámetros y variables relevantes.

7.2 Metodología empleada

El estudio de la influencia de las variables y parámetros se realiza para cada uno de los cargos que componen las distintas opciones tarifarias aplicadas en cada área típica de consumo. Dicho análisis consiste en apreciar la evolución experimentada por el cargo ante la variación de uno de sus parámetros o variables.

Para analizar la respuesta del cargo ante la variación de uno de sus parámetros o variables se debe tener en cuenta lo siguiente:

$$\boxed{\text{Cargo} = f(\text{Parámetro o variable})} \quad (1)$$

y en mayor detalle:

$$\boxed{\text{Cargo} = k * (\text{Parámetro o variable}) + C} \quad (2)$$

A partir de la expresión (2) se puede concluir que la relación entre el cambio porcentual experimentado en el cargo y la variación del parámetro o variable es constante:

$$\boxed{\frac{\text{Variación \% Cargo}}{\text{Variación \% (Parámetro o variable)}} = \text{Constante}} \quad (3)$$

Basado en la expresión (3) se puede respaldar que el estudio de sensibilidad se traduce en calcular dicha constante para las distintas variables y parámetros, la cual permite fácilmente obtener una estimación de la evolución experimentada por el cargo ante la variación porcentual del parámetro o variable analizado. La expresión (3) es válida sólo si la relación entre el cargo y la variable o parámetro analizado es lineal, situación que se cumple en todos los parámetros y variables a través de los cuales se obtienen los cargos a excepción de los parámetros que representan las horas de uso, en cuyo caso se realiza un estudio particular.

Basado en el Decreto Tarifario N° 300 y en el Decreto N° 637⁶⁸ se calculan las tarifas eléctricas aplicables por una empresa concesionaria del servicio público de distribución en particular. En este estudio se analiza el comportamiento de las tarifas aplicadas por la empresa concesionaria Compañía Nacional de Fuerza

⁶⁸ Fija los precios de nudo, su fórmula de indexación y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad a que se refiere el número 3 del artículo 90° del DFL1, de 1982, de Minería, que se efectúen desde las subestaciones de generación-transporte que se señalan.

Eléctrica S.A (*Conafe S.A*) debido a que es una empresa que presta el servicio de distribución en todas las áreas típicas de consumo, sin embargo, para el estudio de la opción tarifaria BT1b se considera la Compañía Eléctrica del Litoral S.A (*Litoral S.A*) dado que es la única empresa concesionaria que aplica esta opción.

Una vez calculado los cargos considerados por las distintas opciones tarifarias aplicadas en las áreas típicas de distribución, se varía porcentualmente un parámetro o variable con la finalidad de observar el cambio experimentado en cada uno de los cargos. Finalmente se realiza el cociente entre las variaciones porcentuales experimentadas en el cargo y la del parámetro o variable analizada, obteniendo de esta forma la constante.

En el estudio se calcularon las tarifas aplicables por las empresas durante los meses de Noviembre y Diciembre de 1997 y en los meses de Enero y Febrero de 1998, apreciándose que la evolución experimentada por el cargo ante la variación del parámetro o variable analizado en los meses eran muy similares, como consecuencia el valor de la constante que se entrega en el estudio corresponde al promedio de las constantes mensuales obtenidas.

7.3 Estudio de los cargos

Los distintos cargos se obtienen a partir de parámetros y variables que pueden influir en forma directa o indirecta sobre ellos. Como punto de partida se clasifican las variables y parámetros analizados en el estudio según su incidencia directa o indirecta sobre los distintos cargos.

7.3.1 Nomenclatura empleada en el estudio

1. Precios de nudo

P.En.Tr : Precio de nudo de la energía al nivel troncal.

P.Pot.Tr : Precio de nudo de la potencia al nivel troncal.

2. Índices económicos

D : Índice de productos importados.

IPC : Índice de precios al consumidor.

IRH : Índice general de remuneraciones.

IPMN : Índice de precios al por mayor.

IPCu : Índice de precio del cobre.

3. Costos de distribución

CDAT : Costo de distribución aplicable en alta tensión.

CDBT : Costo de distribución aplicable en baja tensión.

4. Cargos fijos

CFE : Cargo fijo para cliente con medidor de energía.

CFD : Cargo fijo para cliente con medidor de energía y medidor de demanda.

CFH : Cargo fijo para cliente con medidor de energía y medidor horario.

5. Horas de uso

NHUNB: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema.

NHUDB: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución.

NHUNI : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema.

NHUDI : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de distribución.

6. Factores de coincidencia

FNPPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.

FDPPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.

FNDPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.

FDDPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.

FNPPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.

FDPPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.

FNDPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.

FDDPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.

7. Factores de expansión de pérdidas

PPAT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión.

PEAT : Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión.

PPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión.

PEBT : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.

PMPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión para cargo fuera de punta.

8. Factor de economías de escala

F.Ec.Esc : Factor de economía de escala aplicable a los parámetros que afectan los cargos fijos.

F.Ec.Esc.BT : Factor de economía de escala aplicable a los parámetros que afectan los costos de distribución en baja tensión.

F.Ec.Esc.AT : Factor de economía de escala aplicable a los parámetros que afectan los costos de distribución en alta tensión.

7.3.2 Incidencia de las variables y parámetros en los distintos cargos

Como una forma de simplificar la presentación de los resultados, los cargos se han asociado por opción tarifaria dada la similitud en su fórmula de cálculo. La incidencia de las variables y parámetros en los cargos es la siguiente:

1. Cargo Fijo [\$/cliente]

En todas las opciones tarifarias las variables IPMN y IRH inciden en forma directa sobre los cargos fijos, mientras que la incidencia indirecta esta dada por los F.Ec.Esc.

2. Cargo por energía [\$/kWh]

a) Cargo aplicable en baja tensión

La incidencia directa e indirecta de las variables y parámetros en los cargos por energía se aprecia en las Tablas 7.1 y 7.2:

Tabla 7.1: Incidencia directa sobre el cargo por energía aplicado en baja tensión

Opción tarifaria	BT1a	BT1b-BT2-BT3-BT4.1-BT4.2-BT4.3
Variables	CDBT	---
Parámetros	PPBT, PPAT, PEBT y PEAT	PEBT y PEAT

Tabla 7.2: Incidencia indirecta sobre el cargo por energía aplicado en baja tensión

Opción tarifaria	BT1a	BT1b-BT2-BT3-BT4.1-BT4.2-BT4.3
Variables	P.En.Tr, P.Pot.Tr, CDAT, D, IPC, IPCu, IPMN e IRH	P.En.Tr
Parámetros	F.Ec.Esc.AT y F.Ec.Esc.BT	---

b) Cargo aplicable en alta tensión

En todas las opciones tarifarias la incidencia directa sobre el cargo por energía esta dada por el parámetro PPAT, mientras que la variable P.En.Tr incide en forma indirecta.

3. Cargo por energía adicional de invierno [\$/kWh]

La incidencia directa e indirecta de las variables y parámetros en el cargo por energía adicional de invierno considerado en la tarifa BT1a se aprecia en las Tablas 7.3 y 7.4:

Tabla 7.3: Incidencia directa sobre el cargo por energía adicional de invierno

Opción tarifaria	BT1a
Variables	CDBT
Parámetros	PPBT, PPAT, PEBT y PEAT

Tabla 7.4: Incidencia indirecta sobre el cargo por energía adicional de invierno

Opción tarifaria	BT1a
Variables	P.En.Tr, P.Pot.Tr, CDAT, D, IPC, IPCu, IPMN e IRH
Parámetros	F.Ec.Esc.AT y F.Ec.Esc.BT

4. Cargo por potencia [\$/kW/mes]

a) Cargo aplicable en baja tensión

La incidencia directa de las variables y parámetros en el cargo por potencia se aprecia en la Tabla 7.5:

Tabla 7.5: Incidencia directa sobre el cargo por potencia aplicado en baja tensión

Opción tarifaria	BT1b	BT2-BT3 (ppp)	BT2-BT3 (pp)
Variabes	CDBT	CDBT	CDBT
Parámetros	PPBT y PPAT	PPBT, PPAT, FNDPB y FDDPB	PPBT, PPAT, FNPPB y FDPPB

La incidencia indirecta sobre el cargo por potencia aplicado en las opciones BT1b, BT2 y BT3 (tanto en su modalidad parcialmente presente en punta como presente en punta) esta dada por las variables P.Pot.Tr, D, IPC, IPCu, IPMN e IRH y los parámetros F.Ec.Esc.AT y F.Ec.Esc.BT.

b) Cargo aplicable en alta tensión

La incidencia directa e indirecta de las variables y parámetros en el cargo por potencia considerado en las opciones tarifarias AT2 y AT3 (tanto en su modalidad parcialmente presente en punta como presente en punta) se aprecia en la Tabla 7.6:

Tabla 7.6: Incidencia directa sobre el cargo por potencia aplicado en alta tensión

Opción tarifaria	AT2-AT3 (ppp)	AT2-AT3 (pp)
Variabes	CDAT	CDAT
Parámetros	PPAT, FNDPA y FDDPA	PPAT, FNPPA y FDPPA

La incidencia indirecta sobre el cargo por potencia aplicado en las opciones AT2 y AT3 (tanto en su modalidad parcialmente presente en punta y presente en punta) esta dada por las variables P.Pot.Tr, D, IPC, IPCu, IPMN e IRH y el parámetro F.Ec.Esc.AT.

5. Cargo por potencia de invierno [\$/kW/mes]

Este cargo es considerado sólo en la opción tarifaria BT1b, en la cual la incidencia directa esta dada por los parámetros PPBT y PPAT.

6. Cargo mensual por potencia contratada [\$/kW/mes]

a) Cargo aplicable en baja tensión

La incidencia directa en el cargo por potencia contratada considerado en la opción tarifaria BT4 (en sus modalidades BT4.1-BT4.2-BT4.3) esta dada por las variables CDBT, CDAT y los parámetros FDFPB y PMPBT.

Por su parte la incidencia indirecta de las variables y parámetros sobre el cargo por potencia contratada considerado en la opción BT4 (en sus modalidades BT4.1-BT4.2-BT4.3) se aprecia en la Tabla 7.7:

Tabla 7.7: Incidencia indirecta sobre el cargo por potencia contratada aplicado en baja tensión

Opción tarifaria	BT4.1-BT4.2-BT4.3
Variables	D, IPC, IPCu, IPMN e IRH
Parámetros	F.Ec.Esc.AT y F.Ec.Esc.BT

b) Cargo aplicable en alta tensión

La incidencia directa sobre el cargo por potencia contratada esta dada por la variable CDAT y el parámetro FDFPA. Por su parte la incidencia indirecta se aprecia en la Tabla 7.8:

Tabla 7.8: Incidencia indirecta sobre el cargo por potencia contratada aplicado en alta tensión

Opción tarifaria	AT4.1-AT4.2-AT4.3
Variables	D, IPC, IPCu, IPMN e IRH
Parámetros	F.Ec.Esc.AT

7. Cargo mensual por demanda máxima de potencia leída en horas de punta [\$/kW/mes]

a) Cargo aplicable en baja tensión

La incidencia directa e indirecta de las variables y parámetros en el cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta considerado en la opción tarifaria BT4 (en sus modalidades BT4.1-BT4.2-BT4.3) se aprecia en las Tablas 7.9 y 7.10:

Tabla 7.9: Incidencia directa sobre el cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta aplicado en baja tensión

Opción tarifaria	BT4.1-BT4.2-BT4.3
Variables	CDBT y CDAT
Parámetros	PPBT, PPAT, FNPPB, FDPPB, FDFPB y PMPBT

Tabla 7.10: Incidencia indirecta sobre el cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta aplicado en baja tensión

Opción tarifaria	BT4.1-BT4.2-BT4.3
Variables	P.Pot.Tr, D, IPC, IPCu, IPMN e IRH
Parámetros	F.Ec.Esc.AT y F.Ec.Esc.BT

b) Cargo aplicable en alta tensión

La incidencia directa e indirecta de las variables y parámetros en el cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta considerado en la opción tarifaria AT4 (en sus modalidades AT4.1-AT4.2-AT4.3) se aprecia en las Tablas 7.11 y 7.12:

Tabla 7.11: Incidencia directa sobre el cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta aplicado en alta tensión

Opción tarifaria	AT4.1-AT4.2-AT4.3
Variables	CDAT
Parámetros	PPAT, FNPPA, FDPPA y FDFPA

Tabla 7.12: Incidencia indirecta sobre el cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta aplicado en alta tensión

Opción tarifaria	AT4.1-AT4.2-AT4.3
Variables	P.Pot.Tr, D, IPC, IPCu, IPMN e IRH
Parámetros	F.Ec.Esc.AT y F.Ec.Esc.BT

7.4 Resultados

Los resultados numéricos obtenidos son presentados en el *ANEXO C: Constantes obtenidas en el estudio de variables y parámetros en los cargos.*

7.4.1 Análisis general

Para apreciar el impacto de los parámetros y variables analizados en los distintos cargos se ha empleado el siguiente criterio para clasificar su grado de influencia:

Tabla 7.13: Grado de influencia sobre el cargo

Influencia	Rango
Sobresaliente	$1 \leq \text{Constante}$
Importante	$0,5 \leq \text{Constante} < 1$
Poco importante	$0,3 \leq \text{Constante} < 0,5$
Despreciable	$\text{Constante} < 0,3$

El autor considera que la incidencia de la variable o parámetro sobre el cargo es relevante cuando la variación experimentada en éste es mayor o igual al 50 % de la experimentada por el parámetro o variable, en caso contrario, se considera irrelevante.

Bajo este criterio se obtienen los siguientes resultados:

1. Cargo fijo

La clasificación de las variables y parámetros según el grado de incidencia sobre los cargos fijos considerados en todas las opciones tarifarias se muestra en la Tabla 7.14:

Tabla 7.14: Influencia en los cargos fijos de todas las opciones tarifarias

Influencia	Variable o parámetro	Area típica
Sobresaliente	F.Ec.Esc.	Todas
Importante	IRH	Todas
Poco importante	---	---
Despreciable	IPMN	Todas

2. Cargo por energía

La clasificación de las variables y parámetros según el grado de incidencia sobre el cargo por energía considerado en la opción tarifaria BT1a se muestra en la Tabla 7.15:

Tabla 7.15: Influencia en el cargo por energía de opción BT1a

Influencia	Variable o parámetro	Area típica
Sobresaliente	---	---
Importante	CDBT, F.Ec.Esc.BT y AT, F.Ec.Esc.BT	4
Poco importante	PEBT, PEAT, P.En.Tr, CDBT, F.Ec.Esc.BT, F.Ec.Esc.BT y AT	1A, 1S, 2, 3
Despreciable	PPAT, PPBT, P.Pot.Tr, IRH, IPMN, D, IPCu e IPC	Todas
	CDAT y F.Ec.Esc.AT	1S (casos 1 y 2)
	PEBT, PEAT y P.En.Tr	4

En la opción BT1a la influencia de la variable CDAT y el parámetro F.Ec.Esc.AT sobre el cargo por energía aplicable en el área típica 1S (caso 2) es inversa, es decir, a medida que se incrementa la variable y el parámetro el cargo disminuye.

En el cargo por energía considerado en el resto de las opciones tarifarias aplicables en baja tensión la variable P.En.Tr y los parámetros PEAT y PEBT influyen en forma sobresaliente sobre éste.

En el cargo por energía considerado en todas las opciones tarifarias aplicables en alta tensión la variable P.En.Tr y el parámetro PEAT influyen en forma sobresaliente sobre éste.

3. Cargo por energía adicional de invierno

La influencia de las variables y parámetros sobre el cargo por energía adicional de invierno de la opción tarifaria BT1a se muestra en la Tabla 7.16:

Tabla 7.16: Influencia en el cargo por energía adicional de invierno de opción BT1a

Influencia	Variable o parámetro	Area típica
Sobresaliente	---	---
Importante	CDBT, F.Ec.Esc.BT, F.Ec.Esc.BT y AT	4
Poco importante	CDBT, F.Ec.Esc.BT y AT, F.Ec.Esc.BT, PEBT, PEAT y P.En.Tr	1A, 1S, 2, 3
Despreciable	PPAT, PPBT, P.Pot.Tr, IRH, IPMN, D, IPCu e IPC	Todas
	CDAT y F.Ec.Esc.AT	1S (caso 1 y 2)
	PEBT, PEAT y P.En.Tr	4

En la opción tarifaria BT1a la influencia de la variable CDAT y el parámetro F.Ec.Esc.AT sobre el cargo aplicable en el área típica 1S (caso 2) es inversa.

4. Cargo por potencia

La clasificación de las variables y parámetros según el grado de incidencia sobre el cargo por potencia considerado en las opciones tarifarias BT1b y BT2-BT3 se muestran en las Tablas 7.17, 7.18 y 7.19:

Tabla 7.17: Influencia en cargo por potencia de opción BT1b

Influencia	Variable o parámetro	Area típica
Sobresaliente	---	---
Importante	CDBT, F.Ec.Esc.BT, F.Ec.Esc.BT y AT	3
Poco importante	IRH	3
Despreciable	IPMN, P.Pot.Tr, PPAT, PPBT, IPCu, D e IPC	3

Tabla 7.18: Influencia en cargo por potencia de opciones BT2-BT3 (ppp)⁶⁹

Influencia	Variable o parámetro	Area típica
Sobresaliente	---	---
Importante	CDBT, FDDPB, F.Ec.Esc.BT, F.Ec.Esc.BT y AT	Todas
Poco importante	PPAT, FNDPB y PPBT	1A, 1S, 2, 3
	IRH	2, 3, 4
	P.Pot.Tr.	1A, 1S (caso2)
Despreciable	IPMN, D, IPCu e IPC	Todas
	P.Pot.Tr	1S (caso 1 y 3), 2, 3, 4
	IRH	1A, 1S
	CDAT y F.Ec.Esc.AT	1S (caso 1 y 2)
	PPAT, PPBT y FNDPB	4

Tabla 7.19: Influencia en cargo por potencia de opciones BT2-BT3 (pp)⁷⁰

Influencia	Variable o parámetro	Area típica
Sobresaliente	---	---
Importante	FDPPB, F.Ec.Esc.BT y AT, CDBT y F.Ec.Esc.BT	Todas
Poco importante	FNPPB, PPAT y PPBT	Todas
	P.Pot.Tr	1A, 1S (caso 2), 2
	IRH	3, 4
Despreciable	IPMN, D, IPCu e IPC	Todas
	P.Pot.Tr	1S (caso 1 y 3), 3, 4
	IRH	1A, 1S, 2
	CDAT y F.Ec.Esc.AT	1S (caso 1 y 2)

En las opciones tarifarias BT2 y BT3 la influencia de la variable CDAT y del parámetro F.Ec.Esc.AT sobre el cargo por potencia aplicable en el área típica 1S (caso 2) es inversa.

⁶⁹ Se refiere al cargo por potencia aplicado en horas definidas como parcialmente presentes en punta.

⁷⁰ Se refiere al cargo por potencia aplicado en horas definidas como presentes en punta.

La clasificación de las variables y parámetros según el grado de incidencia sobre el cargo por potencia considerado en las opciones tarifarias AT2 y AT3 se muestran en las Tablas 7.20 y 7.21:

Tabla 7.20: Influencia en cargo por potencia de opciones AT2-AT3 (ppp)

Influencia	Variable o parámetro	Area típica
Sobresaliente	---	---
Importante	FNDPA y PPAT	1A, 1S, 2,3
	CDAT, FDDPA y F.Ec.Esc.AT	4
Poco importante	P.Pot.Tr	Todas
	CDAT, FDDPA y F.Ec.Esc.AT	1A, 1S, 2,3
	FNDPA y PPAT	4
Despreciable	IRH, IPMN, D, IPC y IPCu	Todas

Tabla 7.21: Influencia en cargo por potencia de opciones AT2-AT3 (pp)

Influencia	Variable o parámetro	Area típica
Sobresaliente	---	---
Importante	FNPPA y PPAT	Todas
	P.Pot.Tr	1A, 1S (caso 2), 2
Poco importante	P.Pot.Tr, CDAT, FDPPA y F.Ec.Esc.AT	1S (caso 1 y 3), 3, 4
Despreciable	IRH, IPMN, D, IPC e IPCu	Todas
	CDAT, FDPPA y F.Ec.Esc.AT	1A, 1S (caso 2), 2

La clasificación de las variables y parámetros según el grado de incidencia sobre el cargo por potencia considerado en las opciones tarifarias BT4.1-BT4.2-BT4.3 y AT4.1-AT4.2-AT4.3 se muestran en las Tablas 7.22 y 7.23:

Tabla 7.22: Influencia en cargo por potencia de opciones BT4.1-BT4.2-BT4.3

Influencia	Variable o parámetro	Area típica
Sobresaliente	CDBT, F.Ec.Esc.BT, FDFPB, F.Ec.Esc. BT y AT	Todas
Importante	CDAT, PMPBT y F.Ec.Esc.AT	1A, 1S, 4
	IRH	3
Poco importante	IPMN	Todas
	IRH	1A, 1S (caso 1), 2, 4
	CDAT, PMPBT y F.Ec.Esc.AT	2, 3
Despreciable	IPCu, D e IPC	Todas
	IRH	1S (caso 2 y 3)

Es importante destacar que en las opciones tarifarias BT4.1, BT4.2 y BT4.3 la influencia de la variable CDAT y los parámetros PMPBT y F.Ec.Esc.AT sobre el cargo por potencia contratada aplicable a todas las áreas típicas es inversa.

Tabla 7.23: Influencia en cargo por potencia de opciones AT4.1-AT4.2-AT4.3

Influencia	Variable o parámetro	Area típica
Sobresaliente	CDAT, FDFPA y F.Ec.Esc.AT	Todas
Importante	IRH	2, 3
Poco importante	IPMN	Todas
	IRH	1A, 1S (caso2), 4
Despreciable	D, IPC e IPCu	Todas
	IRH	1S (caso 1 y 3)

5. Cargo mensual por potencia de invierno

Para el cargo por potencia de invierno considerado en la opción tarifaria BT1b los parámetros PEAT y PEBT influyen en forma sobresaliente sobre éste.

6. Cargo mensual por demanda máxima de potencia leída en horas de punta

La clasificación de las variables y parámetros según el grado de incidencia sobre el cargo por demanda máxima leída considerado en las opciones tarifarias BT4.1-BT4.2-BT4.3 y AT4.1-AT4.2-AT4.3 se muestran en las Tablas 7.24 y 7.25:

Tabla 7.24: Influencia en cargo por demanda máxima leída en horas de punta de opciones BT4.1-BT4.2-BT4.3

Influencia	Variable o parámetro	Area típica
Sobresaliente	---	---
Importante	FDPPB	Todas
	FNPPB, PPAT y PPBT	1A, 1S (caso 2), 2, 3
	F.Ec.Esc.BT y AT	1S (caso 1 y 3), 4
	F.Ec.Esc.BT y AT	1A, 1S (caso 2), 2, 3
Poco importante	FNPPB, PPAT y PPBT	1S (caso 1 y 3), 4
	P. Pot.Tr	1A, 1S, 2, 3
	F.Ec.Esc.BT y CDBT	1A, 1S (caso 2 y 3), 4
	FDFPB	2, 3, 4
	FDFPB	1A, 1S
Despreciable	IRH, IPMN, CDAT, PMPBT, F.Ec.Esc.AT, D, IPC e IPCu	Todas
	FDFPB	1A, 1S
	F.Ec.Esc.BT y CDBT	1S (caso 1), 2, 3
	P. Pot.Tr	4

Las influencia del parámetro FDFPB sobre el cargo por demanda máxima leída considerado en las opciones BT4.1-BT4.2-BT4.3 aplicable en todas las áreas típicas es inversa.

Tabla 7.25: Influencia en cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta de opciones AT4.1-AT4.2-AT4.3

Influencia	Variable o parámetro	Area típica
Sobresaliente	---	---
Importante	FNPPA, PPAT y P.Pot.Tr	Todas
	FDPPA y FDFPA	4
Poco importante	FDPPA	1S (caso 1 y 3), 2, 3
	FDFPA	3
Despreciable	CDAT, F.Ec.Esc.AT, IRH, IPMN, D, IPC e IPCu	Todas
	FDFPA	1A, 1S, 2
	FDPPA	1A, 1S (caso 2)

Las influencia del parámetro FDFPA sobre el cargo por demanda máxima leída considerado en las opciones AT4.1-AT4.2-AT4.3 aplicable en todas las áreas típicas es inversa.

7.4.2 Análisis de variables y parámetros relevantes en los cargos

Una vez determinado el grado de influencia de las variables y parámetros sobre los cargos se puede centrar el análisis en aquellas que influyen en forma importante o sobresaliente, obteniéndose los siguientes resultados:

1. Cargo fijo

El grado de influencia de las variables y parámetros sobre los distintos cargos fijos pueden apreciarse en las siguientes figuras:

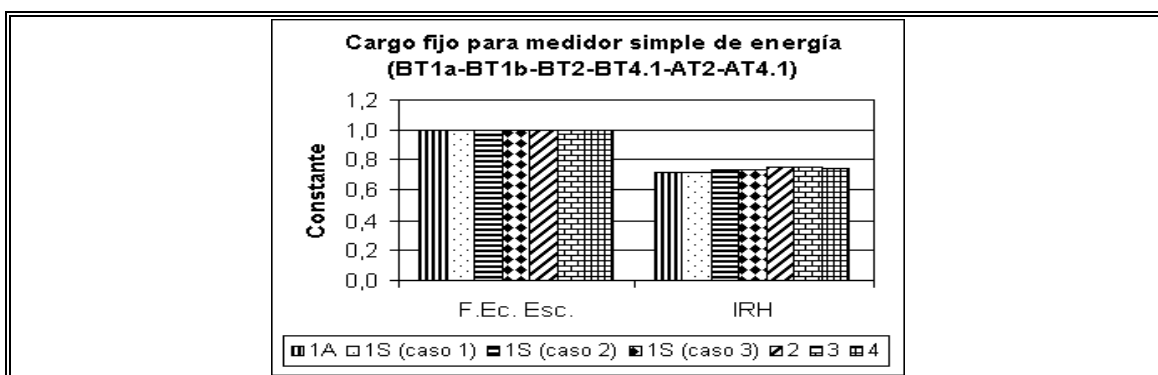


Figura 7.1: Variables y parámetros influyentes en CFE

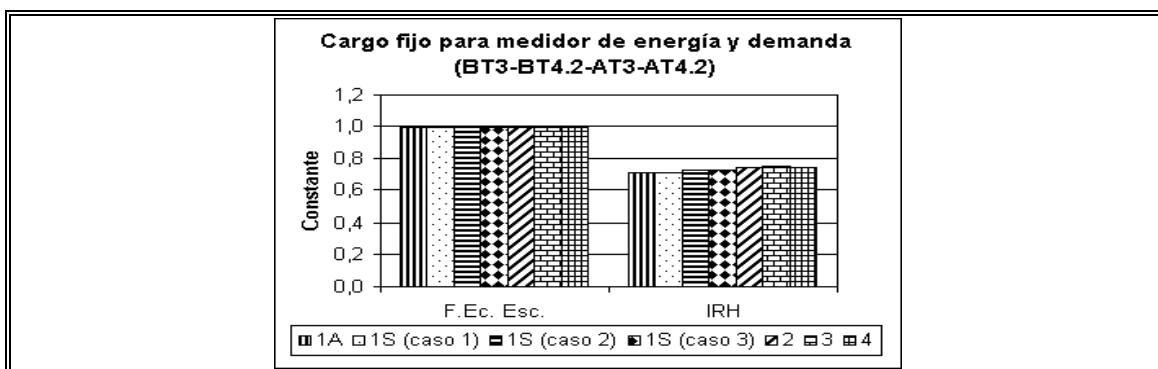


Figura 7.2: Variables y parámetros influyentes en CFD

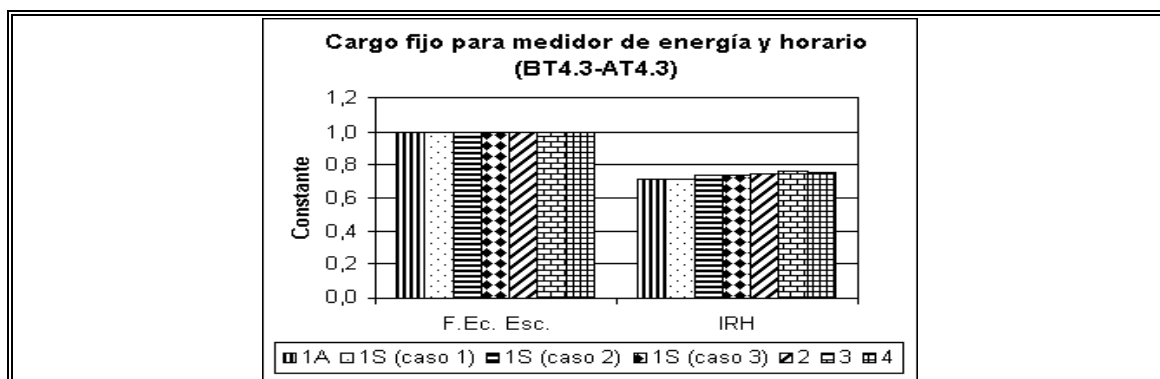


Figura 7.3: Variables y parámetros influyentes en CFH

Las figuras anteriores nos muestran que:

- El parámetro que más impacta sobre los cargos fijos aplicados en las distintas áreas típicas es el relacionado con el reconocimiento de economías de escala en estos costos (F.Ec.Esc), donde la variación porcentual experimentada por el parámetro genera la misma en el cargo.
- El parámetro asociado a las remuneraciones (IRH) incide de igual forma en los distintos cargos fijos aplicados en las áreas típicas, influyendo principalmente sobre las áreas 2, 3 y 4, generando en los cargos una variación porcentual equivalente al 75 % de la experimentada por el parámetro.
- La variación porcentual de los distintos cargos fijos generada en el área típica 1S (caso 1 y 3), es cercana al 73 % de la experimentada por el índice IRH.
- La variación porcentual de los distintos cargos fijos generada en las áreas típicas 1A y 1S (caso 2), es cercana al 72 % de la experimentada por el índice IRH.

2. Cargo por energía

Mayoritariamente las variables y parámetros analizados en la opción tarifaria BT1a inciden en forma poco importante o despreciable sobre el cargo por energía, sin embargo, la variable asociada a los costos de las instalaciones de

distribución en baja tensión (CDBT) y los parámetros relacionados con la presencia de economías de escala aplicables a los costos de las instalaciones de distribución en baja y alta tensión (F.Ec.Esc.BT y AT), actúan en forma importante sobre el cargo aplicado en el área típica 4, donde la variación generada en el cargo es aproximadamente el 54 % de la experimentada en la variable o el parámetro.

En las opciones tarifarias BT1b, BT2, BT3, BT4.1, BT4.2 y BT4.3 los parámetros que representan las pérdidas de energía en las instalaciones de distribución (PEAT y PEBT) y la variable asociada al precio de la energía al nivel troncal (P.En.Tr) influyen en forma sobresaliente sobre el cargo por energía aplicable en todas las áreas típicas, donde la variación porcentual experimentada por cada uno de los parámetros o la variable genera la misma en el cargo. Además, los parámetros y la variable influyen de igual forma sobre los cargos aplicados en las distintas áreas típicas.

En las opciones tarifarias AT2, AT3, AT4.1, AT4.2 y AT4.3 el parámetro que representa las pérdidas de energía incurridas en las instalaciones del sistema de distribución en alta tensión (PEAT) y la variable asociada al precio de la energía al nivel troncal (P.En.Tr) influyen en forma sobresaliente sobre el cargo por energía, donde la variación porcentual experimentada por el parámetro o la variable genera la misma en el cargo. Además, el parámetro y la variable influyen de igual forma sobre el cargo aplicado en las distintas áreas típicas.

3. Cargo por energía adicional de invierno

Es válido en este caso el análisis realizado en los cargos por energía para la opción tarifaria BT1a debido a que la expresión a través de la cual se calcula el cargo por energía adicional de invierno es la misma en estructura, variables y parámetros empleados que la utilizada en el cargo por energía, salvo el término que representa los costos por concepto de compra de potencia y de distribución que son multiplicados por un factor de 2,4.

4. Cargo por potencia

En la opción tarifaria BT1b aplicable en el área típica 3 la variable asociada a los costos de las instalaciones de distribución en baja tensión (CDBT) y los parámetros que reconocen la existencia de economías de escala en los costos de las instalaciones de distribución en baja y alta tensión (F.Ec.Esc.BT y AT), actúan en forma importante sobre el cargo por potencia, donde la variación generada en el cargo es aproximadamente el 80 % de la experimentada en la variable o por el parámetro.

Para el cargo por potencia parcialmente presente en punta aplicable en las opciones tarifarias BT2 y BT3 en las distintas áreas típicas, se obtienen los siguientes resultados:

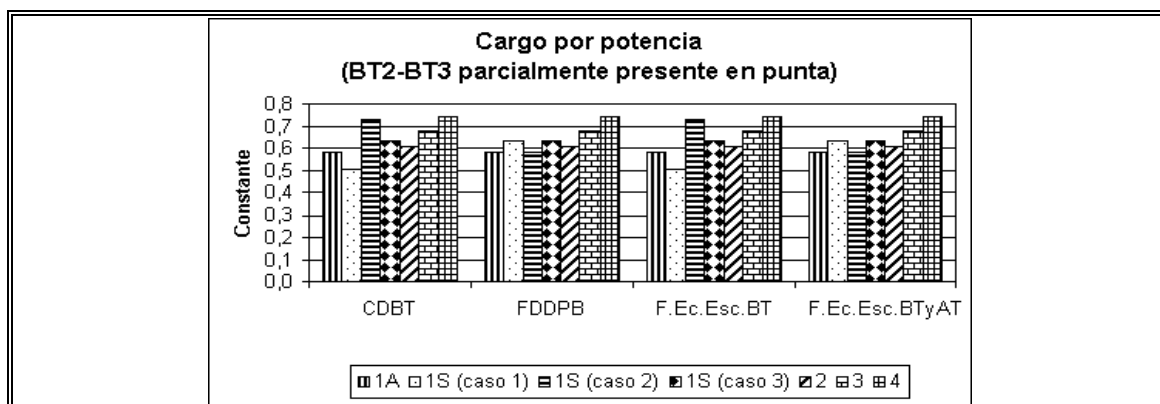


Figura 7.4: Variables y parámetros influyentes en cargo por potencia en BT2-BT3 (ppp)

La Figura 7.4 nos muestra que:

- La variable asociada a los costos de las instalaciones de distribución en baja tensión (CDBT), el parámetro que representa el uso de las instalaciones de distribución en baja tensión durante las horas parcialmente presentes en la punta de éste (FDDPB) y los parámetros que reconocen la existencia de economías de escala en las instalaciones de distribución en baja y alta tensión (F.Ec.Esc.BT y AT) influyen en forma importante sobre el cargo por potencia

aplicable en todas las áreas típicas, afectando principalmente al cargo aplicado en el área típica 4, donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al 74 % de la experimentada en la variable o por uno de los parámetros.

- En el cargo por potencia aplicable en el área típica 1S (caso 2) es importante la influencia del CDBT y del F.Ec.Esc.BT, donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al 72 % de la experimentada en la variable o por uno de los parámetros.
- La variable CDBT y los parámetros FDDPB y F.Ec.Esc.BT y AT influyen de igual forma sobre el cargo por potencia aplicable en las áreas típicas 1A, 1S (caso 3), 2, 3 y 4.

Para el cargo por potencia presente en punta aplicable por las opciones tarifarias BT2 y BT3, se obtienen los siguientes resultados:

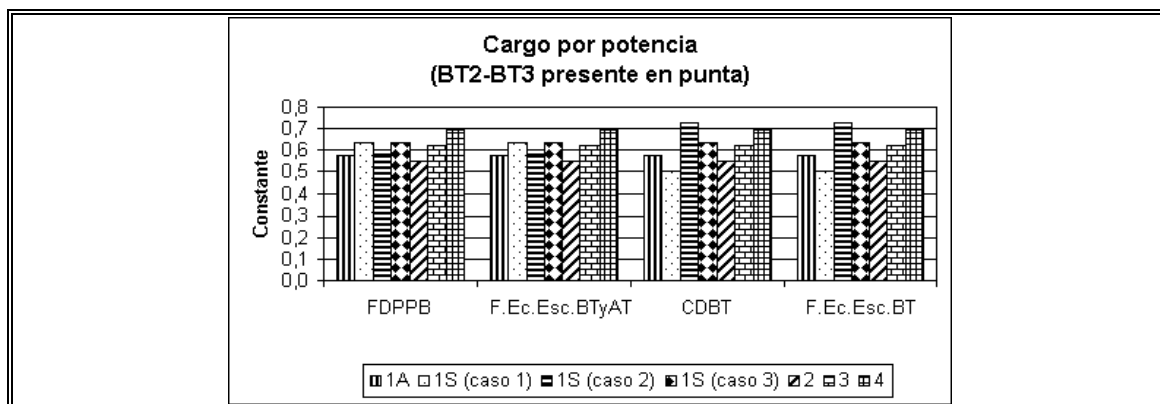


Figura 7.5: Variables y parámetros influyentes en cargo por potencia en BT2-BT3 (pp)

La Figura 7.5 nos muestra que:

- La variable asociada a los costos de las instalaciones de distribución en baja tensión (CDBT), el parámetro que representa el uso de las instalaciones de distribución en baja tensión en las horas de punta de éste (FDDPB) y los parámetros que reconocen economías de escala en los costos de las

instalaciones de distribución (F.Ec.Esc.BT y AT) influyen en forma importante sobre el cargo por potencia aplicable en todas las áreas típicas.

- El parámetro que representa el uso de las instalaciones de distribución en baja tensión en horas parcialmente presentes en la punta de éste (FDDPB) y los que reconocen economías de escala en los costos de distribución (F.Ec.Esc.BT y AT) influyen principalmente sobre el cargo por potencia aplicable en el área típica 4, donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al 69 % de la experimentada por uno de los parámetros.
- La variable CDBT y el parámetro que representa las economías de escala en los costos de las instalaciones de distribución en baja tensión (F.Ec.Esc.BT) influyen principalmente sobre el cargo por potencia aplicable en el área típica 1S (caso 2) donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al 73 % de la experimentada por uno de los parámetros.
- La variable CDBT y los parámetros FDDPB y F.Ec.Esc.BT y AT influyen de igual forma sobre el cargo por potencia aplicable en las áreas típicas 1A, 1S (caso 3), 2, 3 y 4.

Para los cargos por potencia parcialmente presentes en punta aplicables en las opciones tarifarias AT2 y AT3 se obtienen los siguientes resultados:

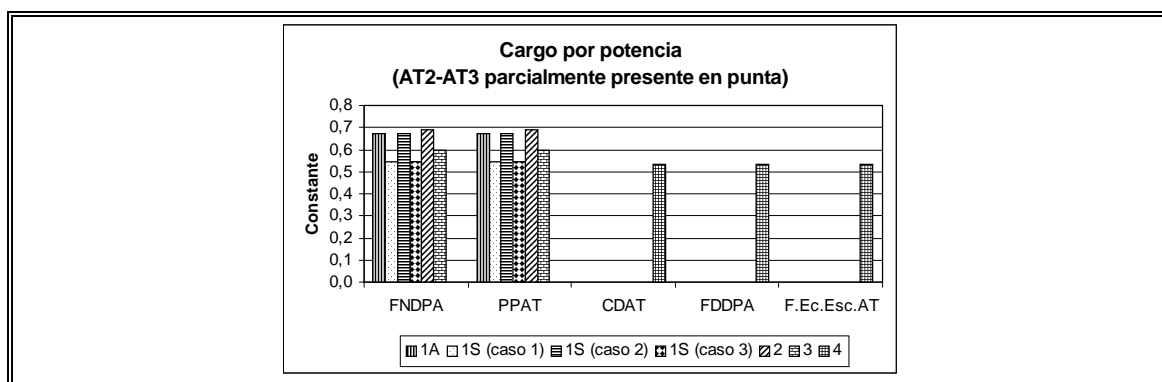


Figura 7.6: Variables y parámetros influyentes en cargo por potencia en AT2-AT3 (ppp)

La Figura 7.6 nos muestra que:

- El parámetro que representa el uso de las instalaciones de generación y transmisión en horas fuera de punta (FNDPA) y el que representa las pérdidas de potencia en las instalaciones de distribución en alta tensión (PPAT) influyen en forma importante sobre el cargo aplicado en las áreas típicas 1A, 1S, 2 y 3. Ambos parámetros actúan de igual forma sobre el cargo por potencia, afectando principalmente al aplicado en el área típica 2, donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al 69 % de la experimentada por uno de los parámetros.
- Es también importante la influencia de los parámetros FNDPA y PPAT en el área típica 1A y 1S (caso 2), donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al 67 % de la experimentada por uno de los parámetros.
- La variable asociada a los costos de las instalaciones de distribución en alta tensión (CDAT), el parámetro que representa el uso del sistema de distribución en alta tensión durante la horas fuera de punta de éste (FDDPA) y el parámetro que reconoce economías de escala en los costos de las instalaciones de distribución en alta tensión (F.Ec.Esc.AT) afectan en forma importante al cargo por potencia aplicable en el área típica 4, donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al 54 % de la experimentada por la variable o por uno de los parámetros.
- La variable CDAT y los parámetros FDDPA y F.Ec.Esc.AT afectan de igual forma al cargo por potencia en el área típica 4.

Para el cargo por potencia presente en punta aplicable por las opciones tarifarias AT2 y AT3 se obtienen los siguientes resultados:

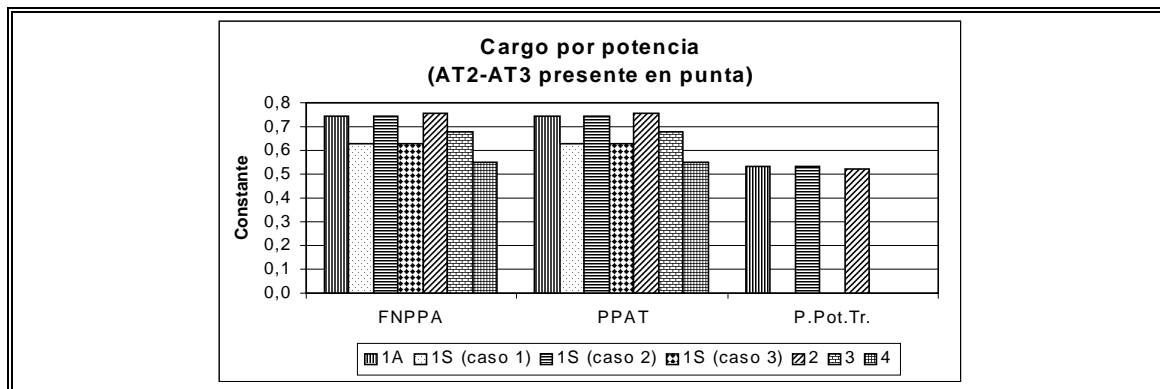


Figura 7.7: Variables y parámetros influyentes en cargo por potencia en AT2-AT3 (pp)

La Figura 7.7 nos muestra que:

- El parámetro que representa el uso de las instalaciones de generación y transmisión en horas parcialmente presentes en la punta del sistema (FNPPA) y el que representa las pérdidas de potencia en las instalaciones de distribución en alta tensión (PPAT), son los que más influyen sobre el cargo por potencia aplicable en todas las áreas típicas, afectando principalmente al aplicable en el área típica 2, donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al 76 % de la experimentada por uno de los parámetros.
- Es también importante la influencia de los parámetros FNPPA y PPAT en el área típica 1A y 1S (caso 2), donde la variación porcentual generada por el cargo es cercana al 74 % de la experimentada por uno de los parámetros.
- La influencia de la variable que representa el precio de la potencia al nivel troncal (P.Pot.Tr) es importante en las áreas típicas 1A, 1S (caso 2) y 2, donde la variación porcentual generada por el cargo es cercana al 53 % de la experimentada por el parámetro.

Para el cargo por potencia aplicable en las opciones tarifarias BT4.1, BT4.2 y BT4.3 se obtienen los siguientes resultados:

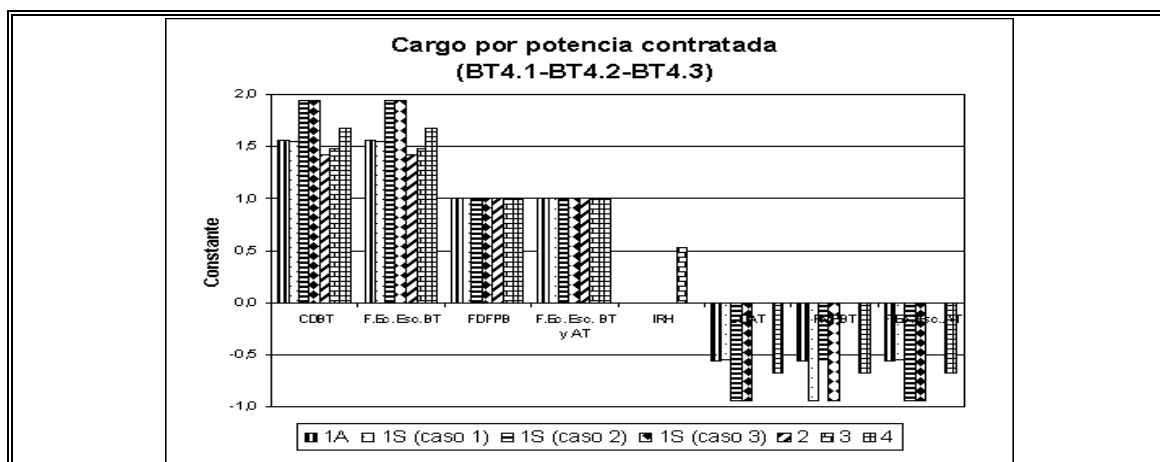


Figura 7.8: Variables y parámetros influyentes en carga por potencia contratada en BT4.1-BT4.2-BT4.3

La Figura 7.8 nos muestra que:

- La variable asociada a los costos de las instalaciones de distribución en baja tensión (CDBT), el parámetro que representa el uso de las instalaciones de distribución en baja tensión durante las horas fuera de punta de éste (FDFPB) y el que reconoce economías de escala presentes en las instalaciones de distribución en alta tensión (F.Ec.Esc.AT) y baja tensión (F.Ec.Esc.BT) influyen en forma sobresaliente en el cargo por potencia aplicado en todas las áreas típicas.
- La variación porcentual generada en el cargo aplicable en el área típica 1A es cercana al 157 % de la experimentada por la variable CDBT o el parámetro F.Ec.Esc.BT.
- La variación porcentual generada en el cargo aplicable en el área típica 1S (caso 1) es cercana al 155 % de la experimentada por la variable CDBT o el parámetro F.Ec.Esc.BT.
- La variación porcentual generada en el cargo aplicable en el área típica 1S (caso 2 y 3) es cercana al 194 % de la experimentada por la variable CDBT o el F.Ec.Esc.BT.

- La variación porcentual generada en el cargo aplicable en el área típica 2 es cercana al 142 % de la experimentada por la variable CDBT o el parámetro F.Ec.Esc.BT.
- La variación porcentual generada en el cargo aplicable en el área típica 3 es cercana al 148 % de la experimentada por la variable CDBT o el parámetro F.Ec.Esc.BT.
- La variación porcentual generada en el cargo aplicable en el área típica 4 es cercana al 168 % de la experimentada por la variable CDBT o el factor de F.Ec.Esc.BT.
- La variación porcentual experimentada por los parámetros FDFPB y F.Ec.Esc.BTy AT generan la misma variación en el cargo.
- El índice relacionado con las remuneraciones (IRH) influye en forma importante sobre el cargo aplicable en el área típica 3 donde la variación porcentual generada por el cargo es cercana al 53 % de la experimentada por el parámetro.
- La variable asociada a los costos de las instalaciones de distribución en alta tensión (CDAT), el parámetro que representa las pérdidas de potencia en horas fuera de punta del sistema de distribución en baja tensión (PMPBT) y el parámetro que reconoce economías de escala en los costos asociados a las instalaciones de distribución en alta tensión (F.Ec.Esc.AT), afectan en forma importante al cargo por potencia aplicable en las áreas típicas 1A, 1S y 4. Es importante destacar que la influencia de la variable y los parámetros anteriores es en forma inversa, es decir, a medida que aumenta la variable o uno de los parámetros el cargo disminuye.
- La variable CDAT y el parámetro F.Ec.Esc.AT afectan en mayor grado al cargo por potencia aplicable en el área típica 1S (caso 2 y 3), donde la variación porcentual generada por el cargo es cercana al -94 % de la experimentada por la variable o el parámetro.

- El parámetro PMPBT afecta en mayor grado al cargo por potencia aplicable en el área típica 1S (caso 1 y 3), donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana a -94% de la experimentada por el parámetro.

Para el cargo por potencia aplicable por las opciones tarifarias AT4.1, AT4.2 y AT4.3 se obtienen los siguientes resultados:

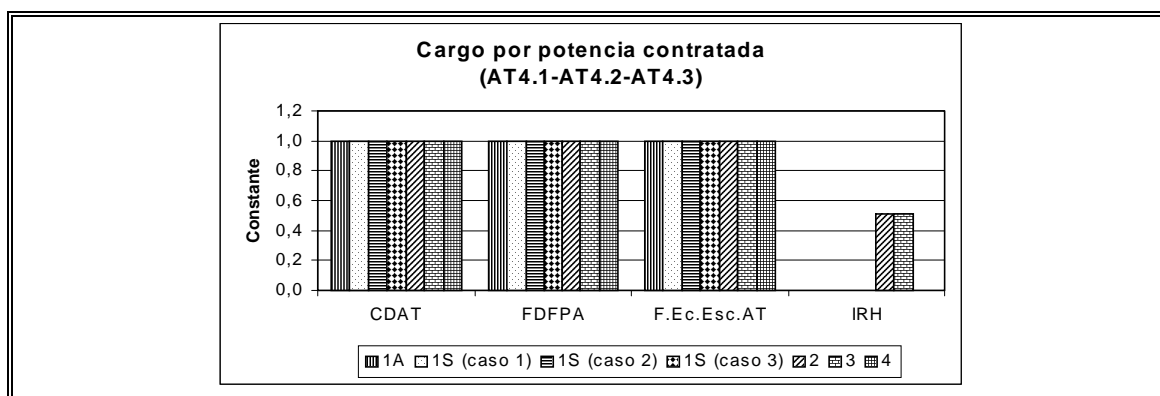


Figura 7.9: Variables y parámetros influyentes en cargo por potencia contratada en AT4.1-AT4.2-AT4.3

La Figura 7.9 nos muestra que:

- La variable asociada a los costos de las instalaciones de distribución en alta tensión (CDAT), el parámetro que representa el uso de las instalaciones de distribución durante las horas fuera de punta de éste (FDFPA) y el que reconoce la existencia de economías de escala en los costos de las instalaciones de distribución en alta tensión, influyen en forma sobresaliente sobre el cargo por potencia aplicable en todas las áreas típicas, donde la variación porcentual experimentada por la variable o uno de los parámetros genera la misma variación en el cargo.
- El índice asociado a las remuneraciones (IRH) influye en forma importante sobre el cargo por potencia aplicable en las áreas típicas 2 y 3, donde la

variación porcentual generada en el cargo es cercana al 51 % de la experimentada por el índice.

5. Cargo mensual por potencia de invierno

En la opción tarifaria BT1b los parámetros que representan las pérdidas de potencia en el sistema de distribución (PPAT y PPBT) influyen en forma sobresaliente sobre el cargo aplicado en el área típica 3, donde la variación porcentual experimentada por uno de los parámetros genera la misma variación en el cargo.

6. Cargo mensual por demanda máxima de potencia leída en horas de punta

Para el cargo por demanda máxima de potencia leída aplicable en las opciones tarifarias BT4.1, BT4.2 y BT4.3 se obtienen los siguientes resultados:

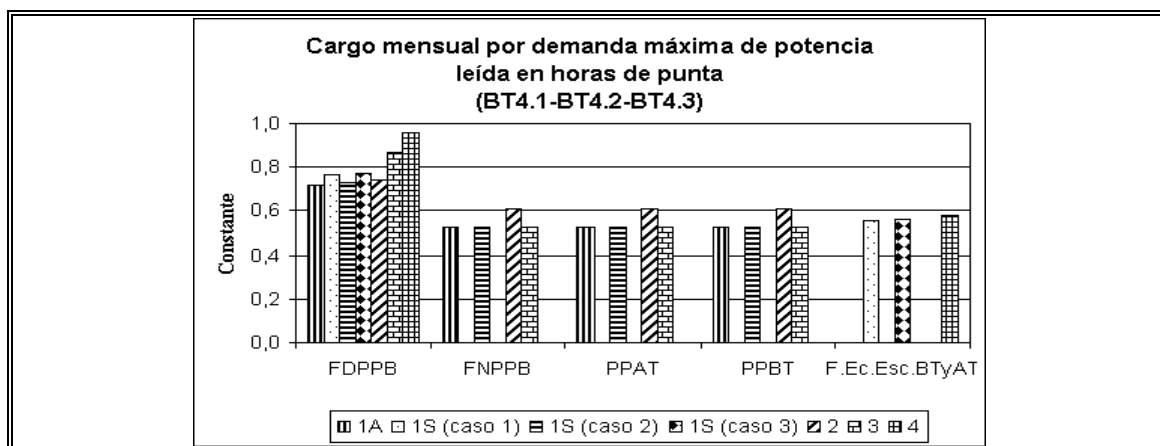


Figura 7.10: Variables y parámetros influentes en cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta en BT4.1-BT4.2-BT4.3

La Figura 7.10 nos muestra que:

- El parámetro que representa el uso de las instalaciones de distribución en baja tensión en horas de punta de éste (FDPPB) es el de mayor impacto sobre el

cargo por demanda máxima leída aplicable en todas las áreas típicas. Principalmente incide sobre el cargo aplicable en las áreas 3 y 4, donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al 87 % y 96 % de la experimentada por el parámetro respectivamente.

- El parámetro que representa el uso de las instalaciones de generación y transmisión en sus horas de punta (FNPPB) y los que representan las pérdidas de potencia en las instalaciones de distribución (PPAT y PPBT) afectan en forma importante al cargo por demanda máxima leída aplicable en las áreas típicas 1A, 1S (caso 2), 2 y 3. Principalmente actúan sobre el cargo aplicable en el área típica 2, donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al 61 % de la experimentada por uno de los parámetros.
- Los parámetros que reconocen la existencia de economías de escala existentes en los costos de las instalaciones de distribución en alta y baja tensión (F.Ec.Esc.BT y AT) inciden en forma importante sobre el cargo por demanda máxima leída aplicable en las áreas típicas 1S (caso 1 y 3) y 4. Principalmente actúan sobre el cargo aplicable en el área típica 4, donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al 58 % de la experimentada por los parámetros.

Para el cargo por demanda máxima de potencia leída aplicable en las opciones tarifarias AT4.1, AT4.2 y AT4.3 se obtienen los siguientes resultados:

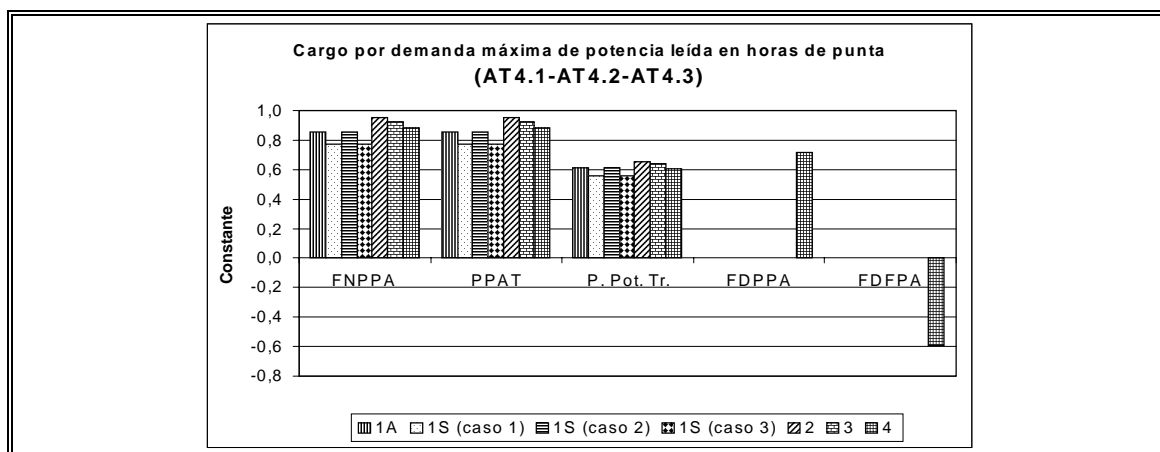


Figura 7.11: Variables y parámetros influyentes en cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta en AT4.1-AT4.2-AT4.3

La Figura 7.11 muestra que:

- El parámetro que representa el uso de las instalaciones de generación y transmisión en las horas de punta de éste (FDPPA) y el que representa las pérdidas de potencia en las instalaciones de distribución en alta tensión (PPAT) son los más influyentes sobre el cargo por demanda máxima leída aplicable en todas las áreas típicas. Principalmente inciden en el cargo aplicable en las áreas típicas 2 y 3, donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al 95 % y 93 % de la experimentada por uno de los parámetros respectivamente.
- La variable que representa el precio de la potencia al nivel troncal (P.Pot.Tr) influye en forma importante sobre el cargo por demanda máxima leída aplicable en todas las áreas típicas, afectando principalmente al aplicado en el área típica 2, donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al 65 % de la experimentada por la variable.
- El parámetro que representa el uso de las instalaciones del sistema de distribución en alta tensión durante las horas fuera de punta de éste (FDFPA) incide en forma importante e inversa al cargo aplicable en el área típica 4, donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al -60 % de la experimentada por el parámetro.

7.4.3 Análisis de variables y parámetros relevantes en las opciones tarifarias

Hasta el momento se han detectado las variables y parámetros que influyen en forma relevante sobre cada uno de los cargos considerados en las opciones tarifarias. Sin embargo, es importante realizar el ejercicio de obtener la variación porcentual generada en el valor de algunas opciones tarifarias ante la variación de las variables y parámetros relevantes detectados en los cargos, de tal forma de poder establecer las variables y parámetros que tienen mayor influencia sobre éstas.

Para realizar el ejercicio anterior se analizan las opciones tarifarias BT1a, BT2 y AT3 debido a que representan los típicos consumos residenciales, comerciales e industriales respectivamente.

Los resultados numéricos y la metodología empleada se presenta en el *ANEXO D: Constantes obtenidas en el estudio de las variables y parámetros en las opciones tarifarias*.

Como una manera de apreciar mejor la importancia de los parámetros y variables analizados en las distintas opciones tarifarias se ha empleado el siguiente criterio para clasificar el grado de influencia:

Tabla 7.26: Grado de influencia empleado en las opciones tarifarias

Influencia	Rango
Sobresaliente	$0.5 \leq \text{Constante}$
Importante	$0,25 \leq \text{Constante} < 0.5$
Poco importante	$\text{Constante} < 0,25$

En el criterio anterior el autor consideró que la influencia de la variable o parámetro era relevante cuando la variación generada en la opción tarifaria era mayor o igual al 25 % de la experimentada por el parámetro o variable, siendo irrelevante para el resto de los casos.

Bajo este criterio se obtienen los siguientes resultados:

1. Opción tarifaria BT1a

En la siguiente tabla se presentan las variables y parámetros clasificados según su grado de influencia:

Tabla 7.27: Influencia en opción tarifaria BT1a

Influencia	Variable o parámetro	Area típica
Sobresaliente	CDBT y F.Ec.EscBT	4
Importante	PEAT, PEBT y P.En.Tr	Todas
	CDBT y F.Ec.EscBT	1A, 1S, 2, 3
	IRH	3, 4
Poco importante	PPAT, PPBT, P.Pot.Tr y F.Ec.Esc	Todas
	IRH	1A, 1S, 2
	F.Ec.Esc.AT y CDAT	1S (Caso 1 y 2)

En forma gráfica los resultados obtenidos para las variables y parámetros relevantes en esta opción se aprecian en la Figura 7.12:

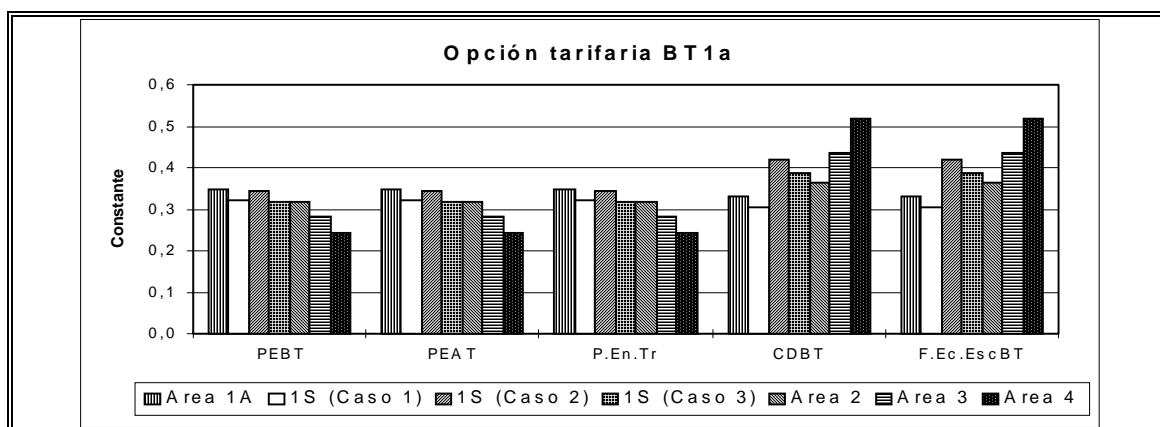


Figura 7.12: Variables y parámetros influyentes en opción tarifaria BT1a

La Figura 7.12 muestra los parámetros asociados a las pérdidas en las instalaciones de distribución (PEAT y PEBT) y la variable que representa el precio de la potencia al nivel troncal (P.En.Tr) son los de mayor impacto sobre la opción BT1a en las áreas 1A y 1S (Caso 1). A su vez en el resto de las áreas

típicas la variable asociada a los costos de las instalaciones de distribución en baja tensión (CDBT) y el parámetro que reconoce la existencia de economías de escala en los costos asociados a las instalaciones de distribución en baja tensión (F.Ec.EscBT) son los de mayor influencia sobre la opción BT1a.

2. Opción tarifaria BT2

En la Tabla 7.28 se presentan las variables y parámetros clasificados según su grado de influencia sobre la opción BT2:

Tabla 7.28: Influencia en opción tarifaria BT2

Influencia	Variable o parámetro	Area típica
Sobresaliente	FDPPB	1A, 1S, 3, 4
	CDBT y F.Ec.EscBT	1A, 1S (Caso 2 y 3), 3, 4
Importante	PPAT, PPBT y FNPPB	Todas
	IRH	1A, 3, 4
	P.Pot.Tr	1A, 1S (Caso 2), 2
	CDBT y F.Ec.EscBT	1S (Caso 1 y 2)
Poco importante	FDPPB	2
	PEAT, PEBT, P.En.Tr y F.Ec.Esc	Todas
	P.Pot.Tr	1S (Caso 1 y 3), 3, 4
	IRH	1S, 2
	CDAT y F.Ec.EscAT	1S (Caso 1 y 2)

En forma gráfica los resultados obtenidos para las variables y parámetros relevantes en esta opción se aprecian en la siguiente Figura 7.13:

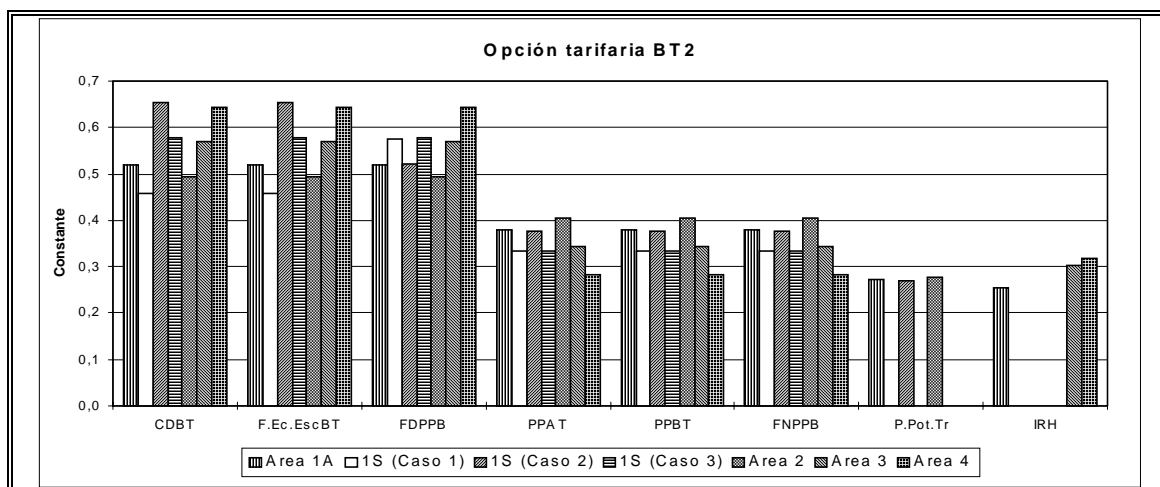


Figura 7.13: Variables y parámetros influyentes en opción tarifaria BT2

La Figura 7.13 nos muestra que la variable asociada a los costos de las instalaciones de distribución en baja tensión (CDBT), el parámetro que reconoce la existencia de economías de escala asociadas a los costos de las instalaciones de distribución en baja tensión (F.Ec.EscBT) y el parámetro que representa el uso de las instalaciones de distribución en horas de punta de éste (FDPPB) son los de mayor impacto sobre la opción BT2 en todas las áreas típicas.

3. Opción tarifaria AT3

En la Tabla 7.29 se presentan las variables y parámetros clasificados según el grado de influencia sobre la opción AT3:

Tabla 7.29: Resultados de influencia en opción tarifaria AT3

Influencia	Variable o parámetro	Area típica
Sobresaliente	PEAT y P.En.Tr	1A, 1S, 2, 3
	P.Pot.Tr	1A, 2
Importante	PPAT	Todas
	PEAT y P.En.Tr	4
Poco importante	FNDPA, FNPPA, CDAT, F.Ec.EscAT, FDDPA, IRH y FDPPA	Todas
	P.Pot.Tr	1S, 3, 4

En forma gráfica los resultados obtenidos para las variables y parámetros relevantes en esta opción se aprecian en la Figura 7.14:

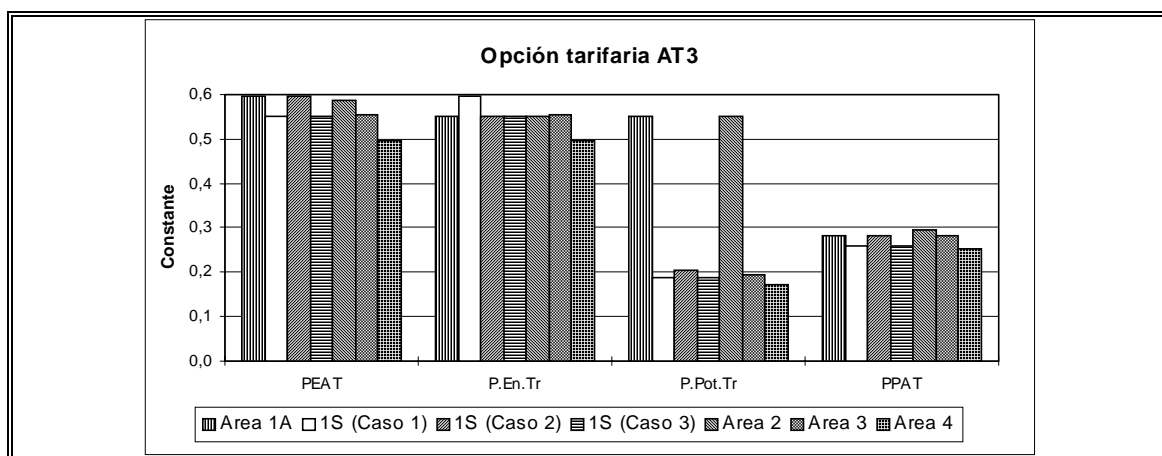


Figura 7.14: Variables y parámetros influyentes en opción tarifaria AT3

La Figura 7.14 nos muestra que el parámetro asociado a las pérdidas de energía en las instalaciones de distribución en alta tensión (PEAT) y la variable que representa el precio de la energía al nivel troncal (P.En.Tr) son los de mayor incidencia sobre la opción AT3 en todas las áreas típicas.

7.4.4 Origen de las variables y parámetros relevantes

En los puntos anteriores se logró establecer las variables y parámetros que influyen significativamente en los distintos cargos considerados en las opciones tarifarias y en alguna de ellas. Debido a la importancia de las variables y parámetros es relevante establecer su origen:

Tabla 7.30: Origen de variables influyentes

Variabes	Origen
IRH	Instituto Nacional de Estadística
CDBT	Distribuidoras-CNE
CDAT	Distribuidoras-CNE
P.En.Tr y P.Pot.Tr.	CNE

Tabla 7.31: Origen de parámetros influyentes

Parámetros	Origen
FDDPA, FDPPA, FDFPA, FNDPA, FNPPA y PMPBT	CNE
PEAT, PEBT, PPAT y PPBT	Distribuidoras-CNE

Como se puede apreciar gran parte de las variables y casi la totalidad de los parámetros son determinados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), debiendo destacar que los métodos empleados en el cálculo de los parámetros por la CNE no son de público conocimiento, hecho que impide la transparencia en el proceso de tarificación a clientes finales regulados. Llama la atención que ni siquiera las empresas concesionarias del servicio público de distribución tengan la claridad en los métodos empleados, si no más bien una intuición e hipótesis de los métodos utilizados por la CNE. Es por lo anterior, que sería de gran importancia esclarecer los métodos empleados en el cálculo de todos los parámetros que consideran las opciones tarifarias, de tal forma de poder entender cabalmente el método de tarificación por medio del cual se traspasan los costos incurridos en las etapas de generación, transmisión y distribución de la energía y potencia a los clientes finales regulados.

7.5 Estudio de las horas de uso

Los parámetros correspondientes a las horas de uso afectan sólo a los siguientes cargos:

1. Cargo por energía base aplicable en la opción tarifaria BT1a.
2. Cargo por energía adicional de invierno aplicable en la opción tarifaria BT1a.

3. Cargo por potencia base aplicable en la opción tarifaria BT1b.
4. Cargo por energía adicional de invierno aplicable en la opción tarifaria BT1b.

Las horas de uso no afectan en forma proporcional a los cargos debido a que la relación entre el cargo y estos parámetros es no lineal e inversa, hecho que impide obtener una constante en el cociente de la variación porcentual generada por el cargo y la variación porcentual experimentada por el parámetro. Es por lo anterior que para analizar la influencia de las horas de uso sobre los cargos se emplean tablas y gráficos que muestran la constante obtenida en función de la variación porcentual experimentada por el parámetro.

Los resultados numéricos obtenidos para la variaciones porcentuales generadas en los cargos ante la variación porcentual del parámetro de horas de uso analizado se presentan en el *ANEXO E: Constantes obtenidas en el estudio de las horas de uso*.

Considerando el criterio de influencia empleado en el punto 7.4.1 *Análisis general*, los resultados del estudio en cada uno de los cargos afectados por las horas de uso son los siguientes:

1. Cargo por energía base

El parámetro que representa el número de horas de utilización de la demanda máxima base en horas de punta del sistema (NHUNB) influye en el cargo por energía base considerado en la opción tarifaria BT1a aplicable en todas las áreas típicas, afectando principalmente a los cargos en las áreas típicas 1A, 1S (caso 2) y 2.

Como se mencionó anteriormente el cociente entre la variación porcentual experimentado por el cargo y el parámetro no es constante. Luego las constantes obtenidas en función de la variación generada en el parámetro NHUNB se aprecia en la Figura 7.15:

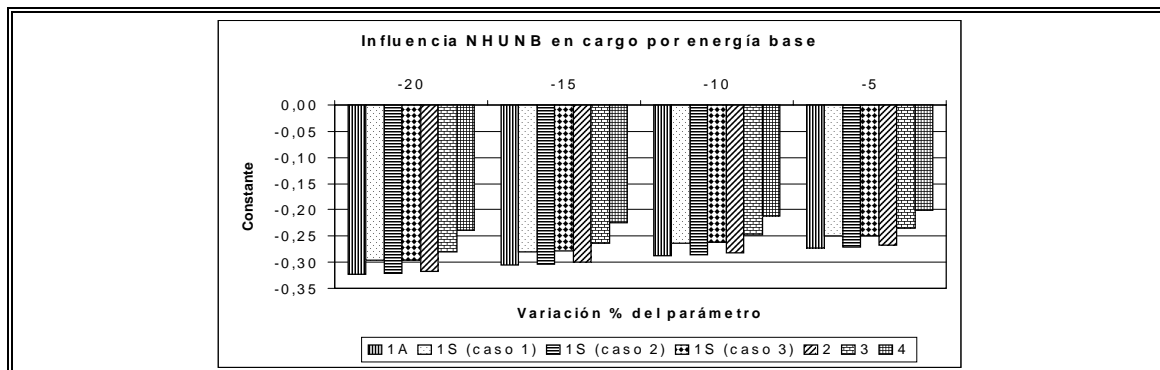


Figura 7.15: Constantes en función de la variación del NHUNB en cargo por energía base

La Figura 7.15 muestra que:

- La influencia del NHUNB es despreciable en el cargo por energía base aplicable en todas las áreas típicas.
- El NHUNB influye en forma inversa sobre el cargo por energía base, es decir, a medida que disminuye el parámetro el cargo aumenta.
- A medida que disminuye la variación porcentual del NHUNB, la constante obtenida decrece, es decir, la influencia del parámetro sobre el cargo por energía base se reduce.

El parámetro que representa el número de horas de utilización de la demanda máxima base en horas de punta del sistema de distribución (NHUDB) influye en el cargo por energía base considerado en la opción tarifaria BT1a aplicable en todas las áreas típicas, afectando principalmente a los cargos aplicados en las áreas típicas 3 y 4.

Las constantes obtenidas ante la variación porcentual del parámetro NHUDB se aprecia en la Figura 7.16:

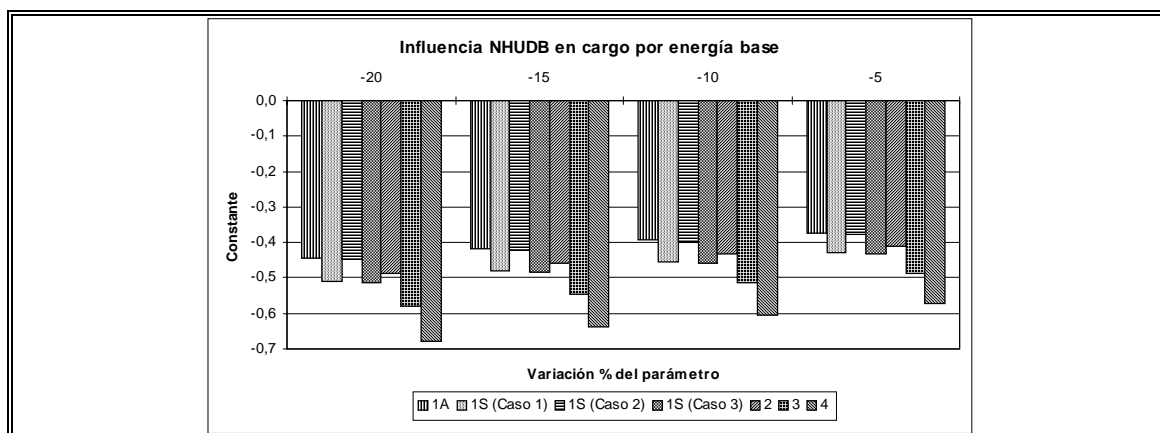


Figura 7.16: Constantes en función de la variación del NHUDB en cargo por energía base

La Figura 7.16 muestra que:

- La influencia del NHUDB es importante en el cargo por energía base aplicado en las áreas típicas 3 y 4, donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al 54 % y 63 % de la experimentada por el parámetro respectivamente.
- En el las áreas típicas 1A, 1S y 2 la influencia del NHUDB es poco importante en el cargo por energía base.
- El NHUDB influye en forma inversa sobre el cargo por energía base, es decir, a medida que disminuye el parámetro el cargo aumenta.
- A medida que disminuye la variación porcentual del NHUDB, la constante obtenida decrece, es decir, la influencia del parámetro ante el cargo por energía base se reduce.

2. Cargo por energía adicional de invierno

El parámetro que representa el número de horas de utilización de la demanda máxima adicional de invierno en horas de punta del sistema (NHUNI) influye en el cargo por energía adicional de invierno considerado en la opción

tarifaria BT1a aplicable en todas las áreas típicas, afectando principalmente a los cargos en las áreas típicas 1A, 1S (caso 2) y 2.

Las constantes obtenidas ante la variación porcentual del parámetro NHUNI se aprecia en la Figura 7.17:

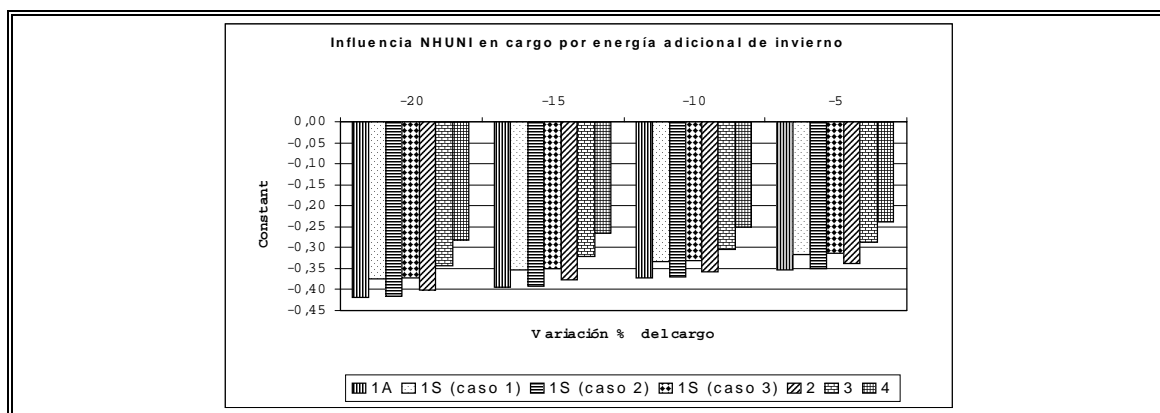


Figura 7.17: Constantes en función de la variación del NHUNI en el cargo por energía adicional de invierno

La Figura 7.17 muestra que:

- La influencia del NHUNI es poco importante en el cargo por energía adicional de invierno aplicable en las áreas típicas 1A, 1S, 2 y 3.
- En el área típica 4 la influencia del NHUNI es despreciable en el cargo por energía adicional de invierno.
- El NHUNI influye en forma inversa sobre el cargo por energía adicional de invierno, es decir, a medida que disminuye el parámetro el cargo aumenta.
- A medida que disminuye la variación porcentual del NHUNI, la constante obtenida decrece, es decir, la influencia del parámetro ante el cargo por energía adicional de invierno se reduce.

El parámetro que representa el número de horas de utilización de la demanda máxima adicional de invierno en horas de punta del sistema de distribución (NHUDI) influye en el cargo por energía adicional de invierno considerado en la opción tarifaria BT1a aplicable en todas las áreas típicas, afectando principalmente al cargo en las áreas típicas 3 y 4.

Las constantes obtenidas ante la variación porcentual del parámetro NHUDI se aprecia en la Figura 7.18:

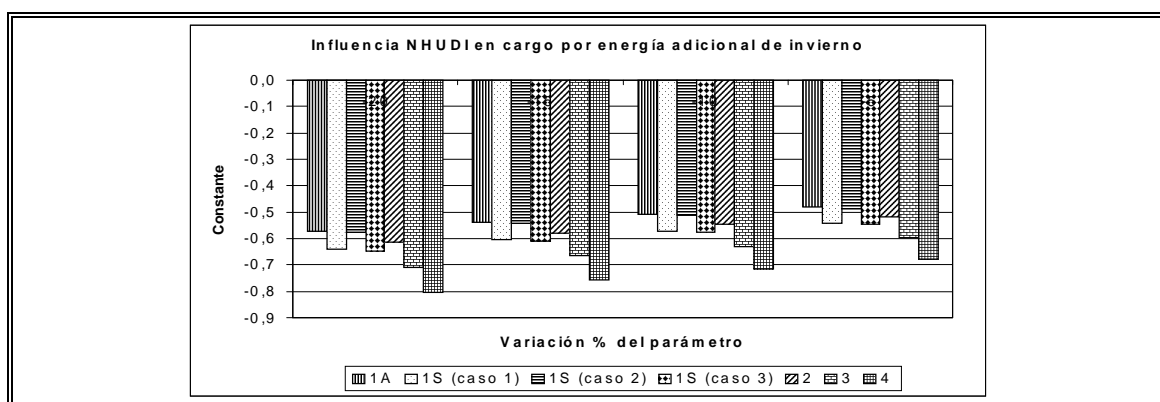


Figura 7.18: Constantes en función de la variación del NHUDI en el cargo por energía adicional de invierno

La Figura 7.18 muestra que:

- La influencia del NHUDI es importante en el cargo por energía adicional de invierno aplicable en todas las áreas típicas, afectando principalmente a los cargos en las áreas típicas 3 y 4, donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al 65 % y 74 % de la variación experimentada por el parámetro respectivamente.
- El NHUDI influye en forma inversa sobre el cargo por energía adicional de invierno, es decir, a medida que disminuye el parámetro el cargo aumenta.

- A medida que disminuye la variación porcentual del NHUDI, la constante obtenida decrece, es decir, la influencia del parámetro ante el cargo por energía adicional de invierno se reduce.

3. Cargo por potencia base

El parámetro que representa el número de horas de utilización de la demanda máxima base en horas de punta del sistema (NHUDB) influye en el cargo por potencia base considerado en la opción tarifaria BT1b aplicable en el área típica 3 en forma sobresaliente sobre el cargo.

Las constantes obtenidas ante la variación porcentual del parámetro NHUDB se aprecia en la Figura 7.19:

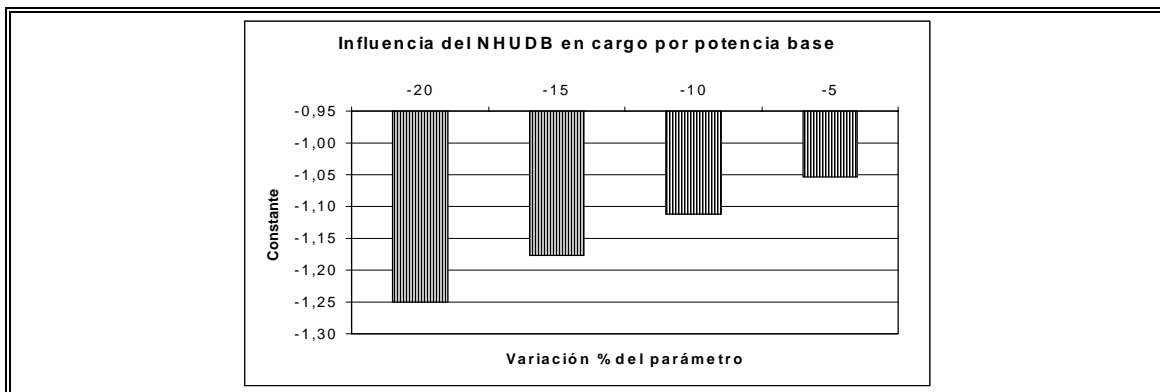


Figura 7.19: Constantes en función de la variación del NHUDB en el cargo por potencia base

La Figura 7.19 muestra que:

- La influencia del NHUDB es sobresaliente en el cargo por potencia base, donde la variación porcentual generada por el cargo es cercana al 115 % de la experimentada por el parámetro.

- El NHUDB influye en forma inversa sobre el cargo por potencia base, es decir, a medida que disminuye el parámetro el cargo aumenta.
- A medida que disminuye la variación porcentual del NHUDB, la constante obtenida decrece, es decir, la influencia del parámetro ante el cargo por potencia base se reduce.

4. Cargo por potencia de invierno.

El parámetro que representa el número de horas de utilización de la demanda máxima adicional de invierno en horas de punta del sistema (NHUNI) influye en el cargo por potencia de invierno considerado en la opción tarifaria BT1b aplicable en el área típica 3 en forma sobresaliente sobre el cargo.

Las constantes obtenidas ante la variación porcentual del parámetro NHUNI se aprecia en la Figura 7.20:

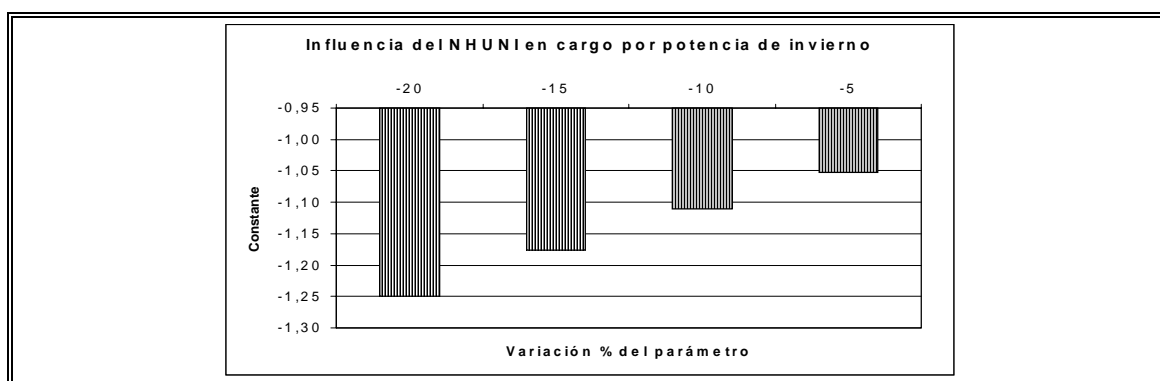


Figura 7.20: Constantes en función de la variación del NHUNI en el cargo por potencia de invierno

La Figura 7.20 muestra que:

- La influencia del NHUNI es sobresaliente en el cargo por potencia de invierno, donde la variación porcentual generada en el cargo es cercana al 115 % de la experimentada por el parámetro.

- El NHUNI influye en forma inversa sobre el cargo por potencia de invierno, es decir, a medida que disminuye el parámetro el cargo aumenta.
- A medida que disminuye la variación porcentual del NHUNI, la constante obtenida decrece, es decir, la influencia del parámetro ante el cargo por potencia de invierno se reduce.

7.6 Economías de ámbito

Es interesante apreciar el comportamiento de algunas variables y parámetros relevantes en las áreas típicas que representan distintas densidades poblacionales y de consumo. En las siguientes figuras se aprecian los costos de distribución, factores de expansión de pérdidas de energía y potencia, factores de economías de escala aplicables a los parámetros empleados en los cálculos de los cargos fijos, costos de distribución en alta y costos de distribución en baja tensión en las distintas áreas típicas de distribución:

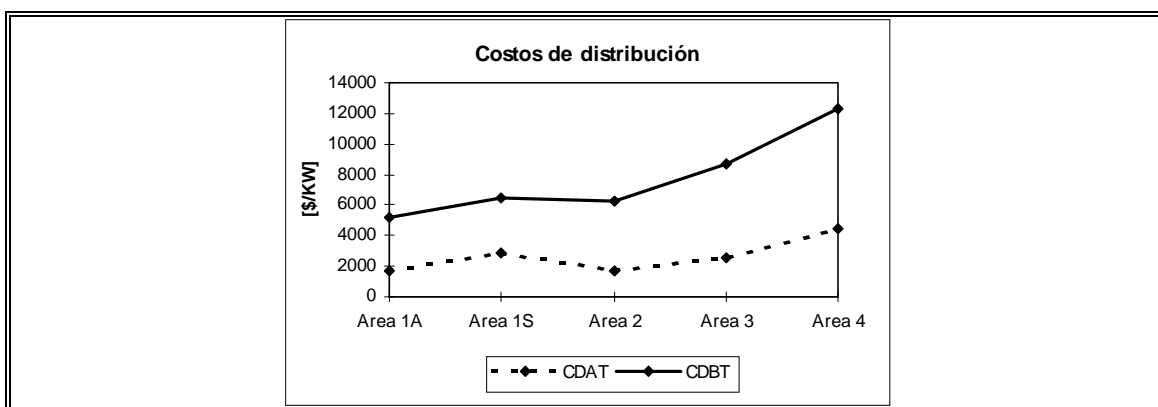


Figura 7.21: Costos de distribución por área típica de distribución

La Figura 7.21 muestra que a medida que la densidad poblacional y de consumo se incrementa en las áreas típicas, los costos asociados a las instalaciones de distribución en alta y baja tensión disminuyen. Esto se debe a que los costos

incurridos en prestar el servicio de distribución en cada área típica es solventado por un mayor número de clientes y como consecuencia los costos percibidos por éstos son menores.

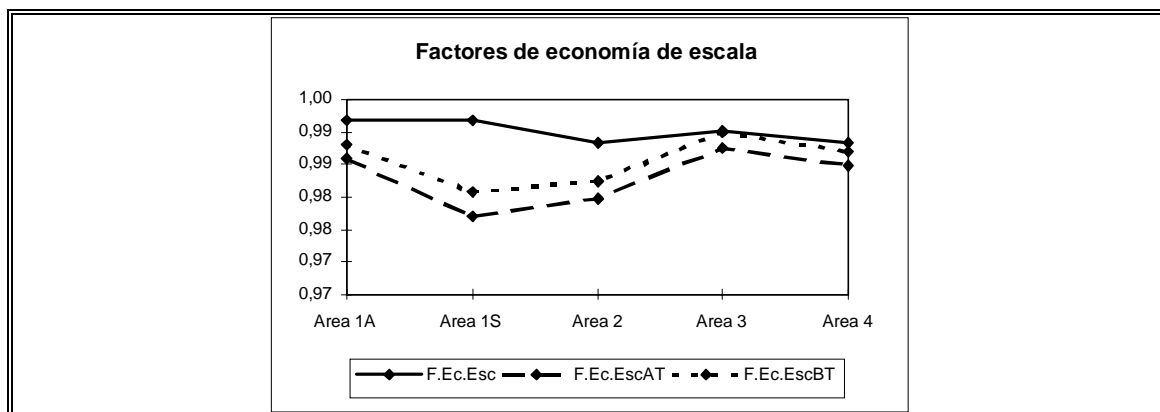


Figura 7.22: Factores de economía de escala por área típica de distribución

La aplicación de factores de economía de escala sobre los parámetros a través de los cuales se calculan los costos fijos y los costos de distribución tanto en alta como en baja tensión reconocen la existencia de estas economías en las actividades relacionadas con la atención del cliente y la distribución de energía y potencia. En la Figura 7.22 se aprecia que existe una leve tendencia a reconocer un mayor grado de existencia de economías de escala en los cargos fijos a medida que disminuye la densidad poblacional y de consumo, situación que no es evidente el por qué. Por su parte en relación a los costos de distribución no está clara la tendencia.

En la Figura 7.23 y 7.24 se aprecia el comportamiento de los factores de expansión de pérdidas de potencia y energía en las distintas áreas de distribución:

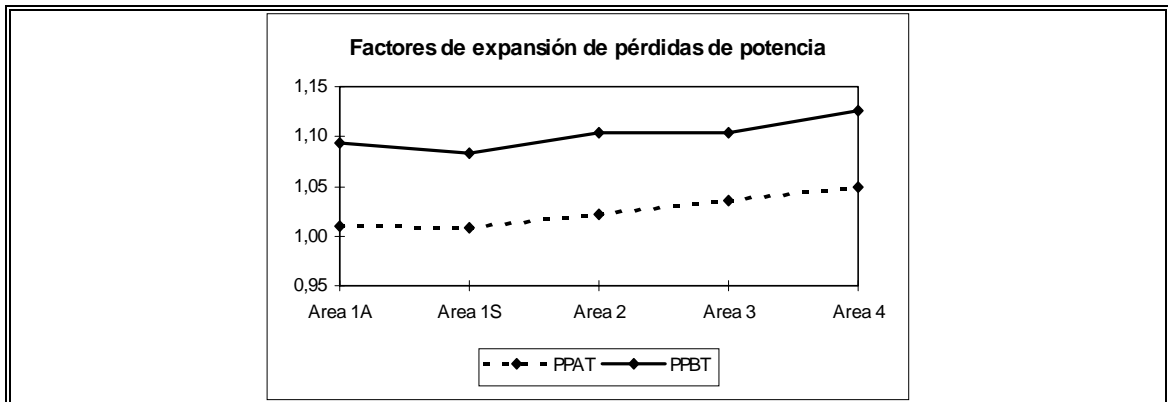


Figura 7.23: Factores de expansión de pérdidas de potencia por área típica de distribución

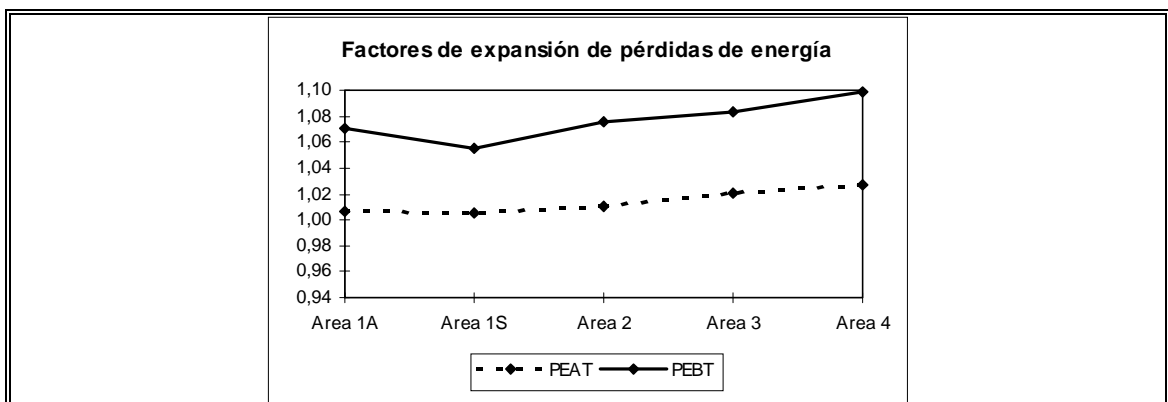


Figura 7.24: Factores de expansión de pérdidas de energía por área típica de distribución

En las figuras anteriores se aprecia que a medida que se incrementa la densidad poblacional y el consumo los factores de expansión de pérdidas de potencia y energía disminuyen debido a que a menor densidad de interconexión de redes, se incurre en mayores pérdidas de transmisión y transformación de la energía y potencia para llegar a sus clientes.

7.7 Resumen

En los cargos fijos el parámetro que más influye en las distintas áreas típicas es el que reconoce la existencia de economías de escala en estos costos (F.Ec.Esc).

En el cargo por energía mayoritariamente las variables y parámetros analizados en la opción tarifaria BT1a no influyen en forma importante sobre el cargo, sin embargo, la variable asociada a los costos de las instalaciones de distribución en baja tensión (CDBT) y los parámetros que reconocen la existencia de economías de escala en los costos de distribución en baja y alta tensión (F.Ec.Esc.BT y AT) influyen en forma importante sobre el cargo aplicado en el área típica 4. Por su parte en las opciones tarifarias BT1b, BT2, BT3, BT4.1, BT4.2 y BT4.3 los parámetros asociados a las pérdidas en las instalaciones de distribución (PEAT y PEBT) y la variable que representa el precio de la energía al nivel troncal (P.En.Tr) influyen en forma sobresaliente sobre el cargo aplicable en todas las áreas típicas. En las opciones tarifarias AT2, AT3, AT4.1, AT4.2 y AT4.3 el parámetro asociado a las pérdidas en las instalaciones de distribución en alta tensión (PEAT) y la variable P.En.Tr influyen en forma sobresaliente sobre el cargo aplicable en todas las áreas típicas.

En el cargo por energía adicional de invierno para la opción tarifaria BT1a, los parámetros y variables no influyen en forma importante sobre el cargo, sin embargo, la variable CDBT y los parámetros F.Ec.Esc.BT y AT inciden en forma importante sobre el cargo aplicable en el área típica 4.

En el cargo por potencia de la opción tarifaria BT1b aplicable en el área típica 3, la variable CDBT y los parámetros F.Ec.Esc.BT y AT impactan en forma importante sobre el cargo.

Para los cargos por potencia parcialmente presentes en punta aplicables en las opciones tarifarias BT2 y BT3 se tiene que la variable CDBT, el parámetro que representa el uso del sistema de distribución en baja tensión en horas parcialmente presentes en punta de éste (FDDPB) y los F.Ec.Esc.BT y AT influyen en forma importante sobre el cargo aplicable en todas las áreas típicas.

Para los cargos por potencia presentes en punta aplicables en las opciones tarifarias BT2 y BT3 se tiene que la variable CDBT, el parámetro que representa el uso del sistema de distribución en baja tensión en horas presentes en punta de éste (FDPPB) y los F.Ec.Esc.BT y AT influyen en forma importante sobre el cargo aplicable en todas las áreas típicas.

Para los cargos por potencia parcialmente presentes en punta aplicables en las opciones tarifarias AT2 y AT3 se tiene el parámetro que representa el uso de las instalaciones de generación y transmisión en horas parcialmente presentes en la punta del sistema (FNDPA) y el asociado a las pérdidas de potencia en las instalaciones de distribución en alta tensión (PPAT) influyen en forma importante sobre el cargo aplicado en las áreas típicas 1A, 1S, 2 y 3.

Para los cargos por potencia presentes en punta aplicables en las opciones tarifarias AT2 y AT3 se tiene que el parámetro que representa el uso de las instalaciones de generación y transmisión en horas presentes en la punta del sistema (FNPPA) y el parámetro PPAT son los que más influyen en sobre el cargo aplicable en todas las áreas típicas.

En el cargo por potencia de las opciones tarifarias BT4.1, BT4.2 y BT4.3 se tiene que la variable CDBT, el parámetro que representa el uso del sistema de distribución en baja tensión en horas fuera de la punta de éste (FDFPB) y F.Ec.Esc.BT y AT influyen en forma sobresaliente sobre el cargo aplicable en todas las áreas típicas. Por su parte en el cargo por potencia aplicable en las opciones tarifarias AT4.1, AT4.2 y AT4.3 se tiene que la variable asociada al costo de las instalaciones de distribución en alta tensión (CDAT), el parámetro que representa el uso del sistema de distribución en alta tensión en horas fuera de la punta de éste (FDFPA) y F.Ec.Esc.AT impactan en forma sobresaliente sobre el cargo aplicable en todas las áreas típicas.

En el cargo por potencia de invierno de la opción tarifaria BT1b los parámetros de expansión de pérdidas PPAT y PPBT influyen en forma sobresaliente sobre el cargo aplicado en el área típica 3.

En el cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta aplicable en las opciones tarifarias BT4.1, BT4.2 y BT4.3 se tiene que el parámetro que representa el uso de las instalaciones de distribución en baja tensión en horas de punta de éste (FDPPB) es el más influyente sobre el cargo aplicable en todas las áreas típicas. Por su parte en el cargo por demanda máxima de potencia leída aplicable en las opciones tarifarias AT4.1, AT4.2 y AT4.3 se tiene que el parámetro que representa el uso de las instalaciones de generación y transmisión en horas de punta del sistema (FNPPA) y el asociado a las pérdidas de potencia en las instalaciones de distribución en alta tensión (PPAT) son los que más inciden sobre el cargo aplicable en todas las áreas típicas.

En la opción tarifaria BT1a los parámetros asociados los costos de las instalaciones de distribución en baja tensión (CDBT) y el parámetro que reconoce la existencia de economías de escala en los costos de las instalaciones de distribución en baja tensión (F.Ec.Esc.BT) inciden en forma sobresaliente sobre el cargo en el área típica 4. Por su parte las pérdidas de energía en las instalaciones de distribución (PEAT y PEBT) y la variable que representa el precio de la energía al nivel troncal (P.En.Tr) influyen en forma importante sobre la opción aplicada en todas las áreas típicas.

En la opción tarifaria BT2 la variable CDBT, el parámetro que representa el uso de los sistemas de distribución en horas de punta de éste (FDPPB) y el F.Ec.EscBT influyen en forma sobresaliente en casi todas las áreas típicas.

En la opción tarifaria AT3 el parámetro PEAT y la variable P.En.Tr son los de mayor impacto sobre el cargo aplicado en todas las áreas típicas.

Gran parte de las variables y parámetros relevantes de las opciones tarifarias son calculados por la CNE.

En relación a la influencia de los parámetros que representan las horas de uso se concluye lo siguiente:

1. La influencia del NHUNB es despreciable en el cargo por energía base de la opción BT1a aplicable en todas las áreas típicas.

2. La influencia del NHUDB es importante en el cargo por energía base de la opción BT1a aplicado en las áreas típicas 3 y 4, siendo en el resto de las áreas poco importante.
3. La influencia del NHUNI es irrelevante en el cargo por energía adicional de invierno de la opción BT1a aplicable en todas las áreas típicas.
4. La influencia del NHUDI es importante en el cargo por energía adicional de invierno de la opción BT1a aplicable en todas las áreas típicas, afectando principalmente a los cargos en las áreas típicas 3 y 4.
5. La influencia del NHUDB es sobresaliente en el cargo por potencia base de la opción BT1b aplicable en el área típica 3.
6. La influencia del NHUNI es sobresaliente en el cargo por potencia de invierno de la opción tarifaria BT1b aplicable en el área típica 3.

7.8 Comentarios

En el desarrollo de este capítulo se lograron establecer las variables y parámetros que más influyen en cada uno de los cargos considerados en las opciones tarifarias y en las opciones que representan los consumos típicos residenciales (BT1a), comerciales (BT2) e industriales de tamaño mediano (AT3). En relación a lo anterior si las bases entregadas por la CNE fueran más precisas en la determinación de los costos incurridos en prestar el servicio de distribución se podría acotar aún más el error en la determinación de éstos, beneficiando tanto a las empresas como a los clientes.

Dado que las tarifas empleadas en las distintas opciones tarifarias condicionan el ingreso de las empresas distribuidoras y afectan directamente a los clientes finales regulados, el autor considera beneficioso realizar un estudio conjunto entre las empresas y la CNE que considere, además de los valores agregados de distribución, el cálculo de los siguientes parámetros y variables:

1. Precios equivalentes de la energía y potencia

Se justifica debido a que los precios equivalentes influyen directamente y en forma relevante sobre las opciones tarifarias aplicadas a los clientes finales. Estos precios son calculados en base al valor de la energía y potencia en el nivel troncal más los costos medios incurridos en los procesos de transmisión y transformación de la energía y potencia durante la etapa de subtransmisión. La situación anterior es relevante en el sentido de que hoy en día no existe una metodología explícita en la Ley que permita establecer los costos incurridos en la etapa de subtransmisión, hecho que no beneficia la búsqueda de transparencia en el proceso de tarificación.

2. Horas de uso

Los parámetros asociados a las horas de uso influyen fuertemente sobre la opción tarifaria BT1, razón por la cual deben ser determinados con la mayor precisión posible debido a que afectan a la gran mayoría de los clientes regulados. Por otro lado se debe tener en cuenta que estos parámetros están estrechamente relacionados con la realidad de los mercados de las empresas, los cuales difieren entre sí.

3. Factores de coincidencia

Las razones por las cuales se justifica el cálculo de éstos parámetros en forma conjunta es que influyen en forma relevante sobre los cargos considerados por las opciones tarifarias aplicadas a los clientes y que además, finales representan el uso de los recursos empleados al nivel de generación-transmisión y distribución.

4. Factores de economía de escala

Estos factores afectan en forma relevante los costos fijos y costos de distribución, los cuales inciden en forma relevante sobre las opciones tarifarias.

BIBLIOGRAFÍA

- [Agui96] Aguirre, F., **El Sector Eléctrico en Chile**, Seminario Sector Eléctrico, GERPLAN, 1996.
- [Arev96] Arévalo, R., Cruzat, E., Dulanto, G., Galasso, L. y Martínez, A., **Evaluación Cuantitativa del Cambio Regulatorio y la Privatización de las Empresas sobre el Sector Eléctrico Chileno**, Curso Mercados Eléctricos, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Noviembre 1996, pp. 20-35.
- [Ariz92] Arizu, B. y Caruso, L., **El Sistema de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista Argentino**, 6° Congreso Latinoamericano y Del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, Mayo 1992.
- [Bitu93] Bitu, R. y Born, P., **Tarifas de Energía Eléctrica: Aspectos Conceptuales y Metodológicos**, Olade, 1993.
- [Boli92] Bolivar, L., **Las Tarifas del Servicio Eléctrico en el Ecuador (Regulaciones, Trayectoria, Metodologías y Perspectivas)**, 6° Congreso Latinoamericano y Del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, Mayo 1992.
- [Burg92] Burgueño, O., Pena, A. y Marrero, N., **Estructura Tarifaria Objetivo: Estrategia de Implantación y Ajuste en Función de los Requerimientos de Ingresos**, 6° Congreso Latinoamericano y Del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, Mayo 1992.

- [Burk97] Burke, J., **Fundamentals of Economics for Distribution Systems**, Manager, Distribution Engineering, Power Technologies, Inc, New York, February 1997.
- [Capa92] Capara, A., Dri, H., Hollidge, E., Montesano, E., Naibo, H. y Reddi, A., **Sistema de Evaluación de las Remuneraciones a Generadores, Transportistas y Distribuidores de acuerdo a la Resolución 38 de la SSEE**, 6° Congreso Latinoamericano y Del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, Mayo 1992.
- [Card92] Cardeal, W., Guerra, F., Lamar, J. Y Marrero, N., **Las Tarifas de Energía Eléctrica en el Mercosur**, 6° Congreso Latinoamericano y Del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, Mayo 1992.
- [Card96] Cárdenas, A., y Schiesser, E., **Evolución de Precios a Clientes Finales de Distribución en Chile y Argentina**, Curso Seminario de Sistemas de Potencia, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, 1996.
- [Casa97] Casanegra, I., **Esquema de Regulación Aplicados a Servicios de Utilidad Pública en Chile**, Memoria de Título, Departamento de Ingeniería Industrial y de Sistemas, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, 1997, pp. 60-106.
- [CNE89A] Comisión Nacional de Energía, **El Sector Energía en Chile**, 1989, pp. 89-130; 335-380.

- [CNE93A] Comisión Nacional de Energía, **Actualización planificación transmisión: Análisis transmisión secundaria en área metropolitana**, Diciembre 1993.
- [CNE96A] Comisión Nacional de Energía, **Bases Técnicas para la determinación del Valor Agregado de Distribución**, Chile, 1996.
- [CRE94M] Comisión de Regulación de Energía y Gas, **Costos de distribuir y comercializar electricidad**, Colombia, Marzo de 1994.
- [CRE94D] Comisión de Regulación de Energía y Gas, **Resolución N°054**, Colombia, Diciembre de 1994.
- [CRE96N] Comisión de Regulación de Energía y Gas, **Resolución N°112**, Colombia, Noviembre de 1996.
- [CRE96D] Comisión de Regulación de Energía y Gas, **Resolución N°133**, Colombia, Diciembre de 1996.
- [CRE97A] Comisión de Regulación de Energía y Gas, **Resolución N°031**, Colombia, Abril de 1997.
- [CRE97S] Comisión de Regulación de Energía y Gas, **Resolución N°199**, Colombia, Septiembre de 1997.
- [CTEP89] Comisión de Tarifas Eléctricas, **Nueva Tarifa de Energía Eléctrica**, Perú, 1989.
- [Cubi92] Cubillo, R., **Estudio Económico Financiero para la Fijación de las Nuevas Tarifas en la Empresa Eléctrica “Quito” S.A.**, 6° Congreso Latinoamericano y Del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, Mayo 1992.

- [DelS91] Del Sol, P., Pérez, M. y Saporta, A., **Tarificación a Costo Marginal con Economías de Escala**, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Departamento de Ingeniería Industrial y de Sistemas, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, 1991.
- [Evan94] Evants, E., **Análisis del Sistema Tarifario de la Distribución de Energía Eléctrica: La Fijación del Valor Nuevo de Reemplazo**, Revista Chilena de Derecho, Vol. 21 N°3, 1994, pp. 447-461.
- [Gati96] Gatica, P. y Skoknic, E., **Marcos Regulatorios en el Sector Eléctrico Sudamericano**, Aspectos Legales en el Sector Eléctrico, Comité Chileno de la CIER, Santiago, Junio 1996.
- [Gallo96] Gallo, J., Gioseffi, A., Rusconi, R. y Strizinec, D., **Cambios Regulatorios en el Sistema Eléctrico Argentino**, Curso Mercados Eléctricos, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Octubre 1996, pp. 30-46.
- [Garc96] García, J., y Watts, D., **Evolución de Precios de Energéticos en Chile y Argentina**, Curso Seminario de Sistemas de Potencia, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, 1996.
- [INDE92] Instituto Nicaragüense de Energía, **El Precio de la Energía Eléctrica en la Década 1991-2000**, 6° Congreso Latinoamericano y Del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, Mayo 1992.

- [IRHE80] Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación, **Informe preliminar del estudio tarifario basado en costos marginales**, Panamá, Diciembre 1980.
- [Mart96] Martínez, J., Pardo, G. y Urbina, J., **Cambios Regulatorios en el Sector Eléctrico Chileno**, Curso Mercados Eléctricos, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Noviembre 1996, pp. 31-40.
- [Masj92] Masjuan, V., **Subsidio al Consumo Básico de Electricidad para Clientes Residenciales de Escasos Recursos**, 6° Congreso Latinoamericano y Del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, Mayo 1992.
- [MEF92O] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, **Decreto Tarifario N°572**, Diario Oficial de la República de Chile, N° 34.404, Octubre 1992, pp. 6-13.
- [MEF97A] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, **Decreto Tarifario N°200**, Diario Oficial de la República de Chile, N° 35.754, Abril 1997, pp. 7-12.
- [MEF97J] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, **Decreto Tarifario N°300**, Diario Oficial de la República de Chile, N° 35.799, Junio 1997, pp. 2-11.
- [MEF97O] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, **Decreto Tarifario N°637**, Diario Oficial de la República de Chile, N° 35.905, Octubre 1997, pp. 2-7.

- [MEF98A] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, **Decreto Tarifario N°198**, Diario Oficial de la República de Chile, N° 36.053, Abril 1997, pp. 2-8.
- [MMC94A] Mercer Management Consulting, **Benchmarking the quality of utility customer services**, 1994.
- [Moli96] Molina, P. y Hernández, N., **Economías de Escala en los Sectores de Generación y Transmisión**, Curso Mercados Eléctricos, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Noviembre 1996.
- [Mont92] Montes, A., Shanz, O. y Flores, E., **Análisis de Costos y Políticas Tarifarias en Servicios de Distribución en la Provincia del Chubut-República Argentina**, 6° Congreso Latinoamericano y Del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, Mayo 1992.
- [Muna81] Munasinghe, M., **Principles of Modern Electricity Pricing**, IEE transactions on Power Systems, Vol 69, N° 3, Marzo de 1981, pp. 332-348.
- [Oatl97] Oatley, C., Ramsay, B., McPherson, A., Eastwood, R. y Ozveren, C y A **Decision Support System for Electricity Distribution Network Refurbishment Projects**, Electricity Power Systems Research 40, 1997, pp. 27-35.
- [OLA93D] OLADE, **Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas**, Diciembre de 1993.

- [Pino82] Pinochet, A. y Errázuriz, H., **Decreto con Fuerza de Ley N°1**, Diario Oficial de la República de Chile, N° 31.366, Septiembre 1982, Título IV.
- [Roma98] Román, J., Gómez, T., Muñoz, A. y Peco, J., **Regulation of Distribution Network Business**, Summer Meeting 1998, IEEE Power Engineering Society, paper PE-485-PWRD-0-06-1998, San Diego, California, Julio 1998.
- [Rud97A] Rudnick, H. y Raineri, R., **Tarificación de la Distribución en Chile: Regulación por Incentivos**, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, 1997.
- [Rud98E] Rudnick, H., **The electric market restructuring in South America: successes and failures on market design**, Plenary Session, Harvard Electricity Policy Groups, San Diego, California, Enero 1998.
- [Salv90] Salvanes, K. y Tjøtta, S., **Cost Differences in Electricity Distribution: Economies of Scale and Economies of Density in the Norwegian Electricity Distribution Industry**, Center for Applied Research, Norwegian School of Economics and Business Administration, Department of Economic, University of Oslo, Bergen 1990.
- [Vici95] Viciano, J., Facchini, M. y Rivera, J., **Comparación de Tarifas Eléctricas Industriales Argentinas a Nivel Internacional**, Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, 1995.
- [Zamo92] Zamora, R., Reuss, L. y Franco, M., **Lineamientos Metodológicos para la Elaboración de los Pliegos Tarifarios en Venezuela**, 6° Congreso Latinoamericano y Del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, Mayo 1992.

ANEXOS

ANEXO A: Aspectos legales que rigen la política tarifaria chilena

La normativa que regula el sector eléctrico chileno se encuentra estipulada en el Decreto con Fuerza de Ley Número 1⁷¹, en adelante D.F.L1, del Ministerio de Minería, el cual en su artículo 1° señala que:

La producción, el transporte, la distribución, 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.

El D.F.L1 regula aspectos tales como:

1. Concesiones para establecer centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica, subestaciones eléctricas y líneas de transporte de energía eléctrica.
2. Concesiones para establecer, operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución.
3. Permisos para que las líneas de transporte y distribución no sujetas a concesión puedan usar o cruzar calles, otras líneas eléctrica y otros bienes nacionales de uso público.
4. Servidumbres.
5. Régimen de precios a que están sometidas las ventas de energía eléctrica.
6. Condiciones de seguridad a las que se deben someter las instalaciones, maquinarias, instrumentos, aparatos, equipos, artefactos y materiales eléctricos. Además de las condiciones de calidad y seguridad de los instrumentos destinados a registrar el consumo o transferencia de energía eléctrica.
7. Las relaciones de las empresas eléctricas con el Estado, las Municipalidades y otras entidades del servicio eléctrico y particulares.

⁷¹ Publicado en el Diario Oficial N° 31.366 del 13 de Septiembre de 1982.

Hoy en día el D.F.L1 presenta varias modificaciones debido a que, al ser producto de la evolución del sector eléctrico, ha debido experimentar cambios acordes con los requerimientos y tecnologías existentes.

Los aspectos legales de la política tarifaria aplicable en los distintos niveles del sector eléctrico se encuentran descritos en el Título IV, *De las tarifas*, del D.F.L1.

A.1 Título IV: “De las tarifas”

En el artículo 90° se indican los suministros de energía eléctrica que se encuentran sujetos a fijación de precios, los cuales son:

1. 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.
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.

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

- 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^o ⁷².
- c) Cuando el momento⁷³ de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 megawatts-kilómetro.

Los suministros de energía eléctrica no mencionados en el artículo 90^o no están afectados por las regulaciones que se establecen en este título. En el caso de las transferencias de energía entre las empresas que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de

⁷² En el artículo 79^o se plantea que en los sistemas cuyo tamaño es inferior o igual a 1500 kilowatts en capacidad instalada de generación, la calidad de suministro será establecida de común acuerdo entre el concesionario y la municipalidad respectiva. Además se plantea que los usuarios no podrán exigir calidades especiales de servicio por sobre los estándares que se establezcan a los precios fijados, siendo de la exclusiva responsabilidad de aquellos que lo requieran el adoptar las medidas necesarias para lograrlas.

⁷³ Se refiere al producto de la potencia conectada del usuario, medida en megawatts, y de la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación de distribución primaria, medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas.

la coordinación de la operación a la que se refiere el artículo 81^{o74}, son valorizados a costo marginal⁷⁵ instantáneo del sistema eléctrico.

El artículo 92^o señala que los precios máximos de los servicios regulados serán calculados por la Comisión Nacional de Energía, en adelante CNE, de acuerdo a procedimientos⁷⁶ que son detallados posteriormente.

El procedimiento para la determinación de precios dependerá del tamaño de los sistemas eléctricos desde los cuales son efectuados los suministros. Para estos efectos, la Ley divide los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es superior e inferior a los 1500 kilowatts, en conformidad a lo establecido en los capítulos II y III de este título.

⁷⁴ Este artículo plantea la obligación de los concesionarios de cualquier naturaleza a llevar a cabo la interconexión de sus instalaciones cuando la CNE lo determine mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. El fin de la interconexión es el de preservar la seguridad del servicio del sistema eléctrico, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

⁷⁵ Los costos marginales instantáneos son calculados por el organismo de coordinación de la operación o Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

⁷⁶ Dichos procedimientos son establecidos en el D.F.L1 y fijados mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

A.1.1 **Capítulo II: “De los precios máximos en sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1500 kilowatts en capacidad instalada de generación”**

En los sistemas eléctricos con tamaño superior a 1500 kilowatts en capacidad instalada de generación se distinguen dos niveles de precios sujetos a fijación:

1. Precios al nivel de generación-transporte

Estos precios se denominan *precios de nudo* y se definen para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tienen dos componentes: *precio de la energía* y *precio de la potencia de punta*⁷⁷.

2. Precios al 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.

A los suministros indicados en los números 1 y 2 del artículo 90°, con las salvedades allí señaladas, se les aplica los precios al nivel de distribución. A los suministros indicados en el número 3 del artículo 90°, con las salvedades allí señaladas, se les aplican los siguientes precios:

- *Precio de nudo*: si el suministro se efectúa a partir de las instalaciones de generación-transporte de la empresa que efectúa la venta.
- *Precio al nivel de distribución*: si el suministro se efectúa a partir de las instalaciones de distribución de la empresa que efectúa la venta.

⁷⁷ Esto se debe a que el servicio eléctrico entrega dos productos, energía y potencia de punta.

Como se puede apreciar, el cálculo de las tarifas en los sistemas de mayor tamaño requieren del cálculo de los precios de nudo y del valor agregado de distribución, en adelante VAD.

Los precios de nudo reflejan un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro al nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Por su naturaleza estos precios están sujetos a fluctuaciones que derivan de situaciones coyunturales como variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de combustibles y otros. La fijación de los precios de nudo se realiza semestralmente, en los meses de Abril y Octubre, calculándose en cada fijación de la siguiente forma:

1. Sobre la base de una previsión de demandas de potencia de punta y energía del sistema eléctrico para los siguientes diez años, y considerando las instalaciones existentes y en construcción, se determina el programa de obras de generación y transmisión que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el período de estudio.
2. Con el plan de obras definido anteriormente y considerando básicamente la demanda de energía, los stocks de agua en los embalses, los costos de operación de las instalaciones, los costos de racionamiento y una tasa de actualización de un 10 %⁷⁸, se determina la operación del sistema eléctrico que minimiza la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento⁷⁹ durante el período de estudio. Para la operación del sistema definida anteriormente se calculan los *costos marginales de energía* del sistema, incluida la componente de racionamiento en

⁷⁸ Definida en el Artículo 100°.

⁷⁹ Por costo de racionamiento se entiende el costo por kilowattora incurrido, en promedio, por los usuarios, al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia. Este costo se calculará como valor único y será representativo de los déficit más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.

los primeros meses de operación, con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses, como mínimo, promediándose los valores obtenidos con factores de ponderación correspondientes a las demandas actualizadas de energía, durante ese periodo. El valor así obtenido se denomina *precio básico de la energía*.

3. Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico. Se calcula el *costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada* con este tipo de unidades. Este valor se incrementa en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórica⁸⁰ del sistema eléctrico. El valor resultante del procedimiento anterior se denomina *precio básico de la potencia de punta*.
4. Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un *factor de penalización de energía* que multiplicado por el precio básico de la energía determina el *precio de la energía en la subestación* respectiva.
5. Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un *factor de penalización de potencia de punta* que multiplicado por el precio básico de la potencia de punta determina el *precio de la potencia de punta en la subestación* respectiva.
6. El cálculo de los factores de penalización de la energía y de potencia de punta se efectúa considerando las *pérdidas marginales de transmisión de energía y potencia de punta* respectivamente, para el sistema de transmisión operando con un nivel de carga tal que dicho sistema esté económicamente adaptado.

⁸⁰ Es el mínimo equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta con una seguridad determinada, dadas las características de las unidades generadoras existentes en el sistema eléctrico.

7. Todos los costos utilizados deben ser expresados a los precios existentes en los meses de Marzo o Septiembre, según se trate de la fijación de precios de Abril u Octubre respectivamente, del año en que se efectúa la fijación.

Dentro de los primeros quince días de Marzo y Septiembre de cada año la CNE debe poner en conocimiento de las empresas de generación y transporte que efectúen ventas sometidas a fijación de precios, así como de los Centros de Despacho Económico de Carga, en adelante CDEC⁸¹, un informe técnico del cálculo de precios de nudo según el procedimiento anterior y que además justifique y explique lo siguiente:

- La previsión de la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico.
- El programa de obras de generación y transmisión existentes y futuras.
- Los costos de combustibles, costos de racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes.
- La tasa de actualización utilizada en los cálculos, la cual será igual al 10 % real anual.
- Los valores resultantes para los precios de nudo.
- La fórmula de indexación que se aplicará.

Por su parte las empresas deben comunicar antes del 31 de Marzo y 30 de Septiembre de cada año, su conformidad o sus observaciones al informe técnico elaborado. En forma conjunta al informe técnico, las empresas deben comunicar a la CNE 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 precios.

⁸¹ Coordina la operación del sistema eléctrico de tal forma de preservar la seguridad de servicio, garantizar la operación a mínimo costo para el conjunto de las instalaciones del sistema y el derecho de servidumbre por parte de las entidades generadoras sobre líneas de transporte a terceros.

Por su parte la CNE es libre de aceptar o rechazar en forma total o parcial las observaciones de las empresas, sin embargo, los precios de nudo definitivos no pueden diferir en más del 10 % de los precios libres. El procedimiento de comparación entre el precio de nudo determinado y los precios libres es el siguiente:

1. A partir del precio medio efectivo de cada suministro no sometido a fijación de precio se calcula un promedio considerando como factor de ponderación la energía facturada correspondiente a cada suministro.
2. A partir del precio medio teórico de cada suministro no sometido a fijación de precio, que resulta de aplicar los precios de nudo determinados por la CNE, se calcula un promedio considerando como factor de ponderación la energía facturada correspondiente a cada suministro.
3. Si el promedio de precios calculados en 2 no difiere en más del 10 % del promedio calculado en 1, los precios de nudo son aceptados. En caso contrario, la CNE multiplica todos los precios de nudos por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior de la banda del 10 %.

La CNE debe informar, antes del 15 de Abril y 15 de Octubre de cada año, al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y a las empresas eléctricas que corresponda, los precios de nudo y las fórmulas de indexación, conjuntamente con un informe técnico que debe contener el informe de cálculo de los precios de nudo, las modificaciones después de realizado el procedimiento de comparación de los precios de nudo con los precios libres y las observaciones realizadas por las empresas. Finalmente el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción publica en el Diario Oficial los precios de nudo y fórmulas de indexación a más tardar el 30 de Abril y el 31 de Octubre de cada año.

Una vez vencido el período de vigencia de las tarifas de nudo y mientras no sean fijadas las del período siguiente, éstas pueden ser reajustadas por las empresas eléctricas de generación-transmisión según el Índice de Precios al Consumidor (IPC), medido desde dicha fecha, previa publicación con quince días de anticipación en un diario de circulación nacional.

Dentro del período de vigencia de la última fijación semestral, los precios de nudo deben reajustarse cuando el precio de la potencia de punta o de la energía resultante de aplicar las fórmulas de indexación, experimente una variación acumulada superior al 10 %, en cuyo caso la CNE cuenta con un plazo de 15 días, contados a partir del último día del mes en que se registró la variación, para calcular e informar a las empresas de generación-transmisión los nuevos valores de los precios de nudo que resulten de aplicar la fórmula de indexación correspondiente. Luego las empresas que efectúan suministros desde las instalaciones de generación-transmisión pueden aplicar, a los suministros que correspondan, los precios reajustados previa publicación de dichos valores con quince días de anticipación, en un diario de circulación nacional.

Las empresas de generación y transporte comunican a la CNE, antes del 31 de Marzo y 30 de Septiembre, su conformidad o sus observaciones al informe técnico. La CNE es libre de aceptar o rechazar la observaciones en su totalidad o parcialmente, sin embargo, los precios de nudo definitivos que ella determine no pueden diferir en más de 10 % de los precios no sometidos a fijación de precios⁸².

La estructura de los precios al nivel de distribución considera los *precios de nudo* establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y al *valor agregado* por concepto de costos de distribución, adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de dichos valores, de tal modo que el precio resultante de suministro corresponda al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos al nivel de generación-transporte y distribución empleados.

El VAD⁸³ se basa en empresas modelo y considera los siguientes aspectos señalados en el artículo 106°:

⁸² El Artículo 101° define el proceso de comparación entre los precios de nudo y los no sometidos a fijación tarifaria.

⁸³ En forma genérica se presenta lo relativo al VAD debido a que más adelante será analizado en detalle.

1. Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo.
2. Pérdidas medias de distribución en potencia y energía.
3. 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 VNR⁸⁴, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

Las componentes indicadas en el artículo anterior se calculan para un determinado número de áreas de distribución típicas que son fijadas por la CNE, oyendo previamente a las empresas. Las componentes para cada área típica se calculan sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la CNE. Dicho estudio de costos se basa en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora que opera en el país. Por su parte las empresas concesionarias de distribución⁸⁵, pueden contratar el mismo estudio. En este caso, la CNE puede revisar el o los estudios encargados por las empresas, y efectuar con la conformidad previa de ellas, las correcciones a que dé lugar esta revisión. Si no se produjera acuerdo, primará el criterio de las empresas respecto de los valores obtenidos en el o los estudios encargados por ellas.

La CNE calcula para cada área el promedio aritmético ponderado de los valores agregados resultantes de los estudios de la CNE y de las empresas. Los coeficientes de ponderación son: *dos tercios* para los que resulten del estudio encargado por la CNE y *un tercio* para los valores que resulten del estudio encargado

⁸⁴ Se entiende por VNR de las instalaciones de distribución de una empresa concesionaria, al costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución en la respectiva concesión.

⁸⁵ Las empresas de distribución, como conjunto o individualmente, contratan el mismo estudio a una empresa consultora, elegida por ellas, de una lista acordada con la CNE.

por las empresas como conjunto, o para el promedio de los valores resultantes en los estudios encargados individualmente por las empresas, si los hubiera.

En el artículo 108° se plantea que con los *valores agregados* resultantes y los *precios de nudo* que correspondan, la CNE estructura un conjunto de *tarifas básicas* preliminares, debiendo existir tantas tarifas básicas como empresas y sectores de distribución de cada empresa se hayan definido. Si las tarifas básicas preliminares así determinadas, permiten al conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias obtener una tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades, que no difiera en más de cuatro puntos de la tasa de actualización igual al 10 % real anual, los valores agregados ponderados son aceptados. En caso contrario, los valores deberán ser ajustados proporcionalmente de modo de alcanzar el límite más próximo, ya sea superior o inferior.

El procedimiento por medio del cual se calcula la tasa de rentabilidad económica es el siguiente:

1. La CNE informa a las empresas las tarifas básicas que éstas deberán analizar.
2. Cada empresa determina e informa a la CNE los ingresos que habrían percibido con dichas tarifas, si ellas hubieran sido aplicadas a la totalidad de los suministros efectuados mediante sus instalaciones de distribución, en el año calendario inmediatamente anterior. Las empresas deben justificar los valores obtenidos, y adjuntar los antecedentes que les solicite la CNE.
3. A partir de los VNR de las instalaciones de distribución y de los costos de explotación correspondientes a la actividad de distribución, los que serán comunicados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, la CNE calcula la tasa de rentabilidad económica agregada al conjunto de todas las instalaciones de distribución de las empresas considerándolas como si fueran una sola, y suponiendo que durante treinta años tienen ingresos y costos constantes determinados de acuerdo al procedimiento anterior. Es importante mencionar que el valor residual de las instalaciones se toma igual a cero.

Si en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica agregada, una empresa obtiene ingresos superiores al cincuenta por ciento de los ingresos agregados totales, se reducirá el factor de ponderación de dicha empresa de modo que no sobrepase el cincuenta por ciento.

En el artículo 109° se plantea que los valores agregados aceptados son corregidos para cada empresa distribuidora de modo de descontarles la proporción del VNR de las instalaciones aportadas por terceros que tienen relación al VNR de todas sus instalaciones de distribución. Al valor resultante se le adiciona la anualidad necesaria para renovar dichos aportes. Finalmente se obtendrán así los VAD definitivos para cada área típica de distribución de cada empresa, los que permiten a la CNE estructurar fórmulas indexadas que expresen las tarifas en función de los precios de nudo y de los índices de precio de los principales insumos de la distribución. La CNE estructurará tantas fórmulas como empresas y sectores de distribución en cada empresa se hayan definido. Estas fórmulas tienen un período de validez de cuatro años a no ser que en el intertanto se produjere una variación acumulada del Índice General de Precios al Consumidor, en adelante IPC, superior al cien por ciento, o bien que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades para el conjunto de todas las empresas distribuidoras difiera en más de cinco puntos de la tasa de actualización definida anteriormente. Adicionalmente, si antes del término del período de cuatro años de vigencia de las fórmulas, hay acuerdo unánime entre las empresas y la CNE para efectuar un nuevo estudio de tarifas, éste podrá efectuarse y las fórmulas resultantes tendrán vigencia hasta el término del período en cuestión.

Antes de seis meses del término del período de vigencia de las fórmulas de las tarifas, la CNE debe dar a conocer a las empresas concesionarias del servicio público de distribución, las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para establecer las fórmulas tarifarias que regirán el período siguiente, incluyendo además la definición de las áreas típicas de distribución y acordando con ellas la lista de empresas consultoras elegibles por las empresas para realizar el estudio encargado por ellas. Una vez recibidas las bases por parte de las empresas, éstas cuentan con quince días para dar a conocer a la CNE las observaciones sobre las áreas típicas de

distribución. Por su parte la CNE cuenta con un plazo de quince días para pronunciarse sobre el rechazo o aceptación de las observaciones.

Antes de dos meses del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias, las empresas deben enviar un informe a la CNE que contenga los resultados del o los estudios que ellas hayan contratados. Dentro de los quince días, contados a partir de la recepción de los estudios, la CNE comunica los valores agregados ponderados y las tarifas básicas preliminares. A su vez las empresas deben comunicar a la CNE, dentro de los siguientes quince días, los ingresos que daría origen la aplicación de las tarifas preliminares. Luego la CNE efectúa los ajustes de los valores agregados de distribución que dan origen la aplicación de los artículos 108° y 109° y determina las fórmulas tarifarias definitivas para cada empresa y sector de distribución.

Antes de quince días del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias, la CNE informa al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción las fórmulas tarifarias para el siguiente período, acompañada de un informe técnico. Finalmente, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción fija las fórmulas tarifarias mediante la publicación en el Diario Oficial antes del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias anteriores.

Para los efectos de la primera fijación del VNR de las instalaciones de distribución de una empresa distribuidora, el concesionario presenta, al término de la construcción de la obras, un inventario completo de todas las instalaciones, una memoria descriptiva de los trabajos y el detalle de los gastos de primer establecimiento, incluyendo adquisiciones de terrenos, pago de servidumbres, ejecución de obras, adquisición o instalación de maquinarias, materiales, talleres, oficinas y sus dotaciones, honorarios y cargos de ingeniería y supervigilancia, gastos de organización, legales, gravámenes, impuestos e intereses durante la construcción y todo otro ítem que no sea propio cargar a gastos de explotación. Sobre la base de estos antecedentes la Superintendencia efectúa la primera fijación del VNR de las instalaciones de distribución de la empresa. El concesionario da cuenta a la Superintendencia de toda inversión posterior en obras de distribución que aumenten el VNR de primer establecimiento. La Superintendencia podrá rechazar

fundadamente el aumento del VNR originado por la incorporación de bienes físicos o derechos que estime innecesarios, ó la parte que considere excesivos. En este caso, la Superintendencia informará al concesionario en el plazo de tres meses. A falta de esta comunicación, se entenderá incorporado automáticamente al VNR. El concesionario comunicará anualmente a la Superintendencia las instalaciones retiradas del servicio, en cuya situación, la Superintendencia rebajará el VNR correspondiente a dichas instalaciones.

El VNR se recalcula cada cuatro años, en el año anterior al que corresponda efectuar una fijación de fórmulas tarifarias. Para tal efecto el concesionario comunica a la Superintendencia antes del 30 de Junio de dicho año, el VNR correspondiente a las instalaciones de distribución de su concesión, acompañado de un informe auditado. La Superintendencia fijará el VNR, para lo cual podrá aceptar o modificar el valor comunicado por la empresa, en el plazo de tres meses. De no existir acuerdo entre el concesionario y la Superintendencia, el VNR será determinado por una comisión pericial. Esta comisión estará integrada por tres peritos ingenieros: uno nombrado por el Presidente de la República, otro designado por el concesionario y el tercero será el decano más antiguo en ejercicio del cargo, de una Facultad de Ingeniería con asiento en la capital, de una Universidad estatal. La comisión pericial deberá pronunciarse sobre el VNR antes del 31 de Diciembre del año en cuestión. A falta de comunicación del VNR y del informe auditado, este valor será fijado por la Superintendencia antes del 31 de Diciembre de ese año, y no podrá ser apelado por el concesionario.

En el plazo que medie entre dos fijaciones de VNR, éste será aumentado o rebajado en la misma proporción en que varié el Índice General de Precios al Consumidor.

Debe hacerse notar que los VNR, ingresos y costos de explotación están orientados exclusivamente al estudio de las tarifas de suministro al nivel de distribución, y por consiguiente no pueden considerarse para los efectos tributarios de las empresas.

A.1.2 Capítulo III: “De los precios máximos en sistemas eléctricos cuyo tamaño es igual o inferior a 1500 kilowatts en capacidad instalada de generación”

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es igual o inferior a 1500 kilowatts en capacidad instalada de generación sólo se fijarán los precios correspondientes a los suministros indicados en el número 1 del Artículo 90°. Los precios máximos para dichos suministros, serán acordados entre el Alcalde de la Municipalidad en la cual se efectúen los suministros y las empresas concesionarias de servicio público de distribución que corresponda, en cuyos acuerdos se estipulan los precios de suministro, las cláusulas de reajustabilidad de los mismos, la calidad del servicio, el número de horas diarias de funcionamiento del servicio y toda otra condición que sea pertinente. Los acuerdos tendrán una duración mínima de cuatro años.

Los Alcaldes informarán a la CNE, con un mes de anticipación a la fecha de su puesta en vigencia, los acuerdos que hubieran firmado. La CNE comunicará al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción la estructura, el nivel y cláusulas de reajuste de las tarifas acordadas, quien los fijará, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 92^{o86}, mediante publicación en el Diario Oficial.

Una vez vencido el período de vigencia de las tarifas, y mientras no sean fijadas las nuevas, continuará vigente las tarifas y cláusulas de reajuste del período anterior. Los acuerdos podrán renovarse con el consentimiento de las partes.

Si transcurrido seis meses desde la fecha de expiración del acuerdo anterior, no se hubiere firmado un nuevo acuerdo entre las empresas concesionarias de servicio público y el Alcalde, cualesquiera de las partes podrá solicitar a la CNE la elaboración de un informe con recomendaciones sobre tarifas y otras condiciones de suministro a considerar. Estas recomendaciones no obligarán a las partes.

⁸⁶ Los precios máximos serán calculados por la CNE y fijados mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Si transcurrido tres meses desde la emisión del informe de la CNE, aún no se hubiera logrado un acuerdo, la CNE, oyendo las partes, calculará e informará la estructura, nivel y reajustabilidad de las tarifas, así como las condiciones de suministro que serán aplicables en la zona de concesión, por un período de cuatro años, al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, quien las fijará mediante publicación en el Diario Oficial.

Si de común acuerdo, dentro del período de vigencia de las tarifas, el Alcalde y los concesionarios de servicio público de distribución decidieran modificar las tarifas o las condiciones de suministro, el Alcalde informará a la CNE el nuevo acuerdo.

ANEXO B : Metodología de asignación de los precios de energía y potencia de punta en los distintos niveles del sector eléctrico

En las bases entregadas por la Comisión Nacional de Energía para establecer los valores agregados de distribución en 1996, se establecen cinco áreas típicas de distribución. Estas son las áreas 1A, 1S, 2, 3 y 4.

CONAFE es una empresa que distribuye en todas las áreas típicas de distribución y que recibe sus aportes para el área típica 1 desde el nudo San Isidro y para las restantes áreas desde los nudos Itahue y Parral.

Como una manera de simplificar la asignación del precio de la energía y potencia de las opciones tarifarias aplicables en alta y baja tensión en los distintos niveles del sector eléctrico se consideraron los siguientes criterios en cada uno de ellos:

1. Generación-transmisión troncal

El precio de la energía y potencia de punta para las distintas áreas típicas a este nivel, se obtiene a partir de los precios de nudo respectivos multiplicados por la proporción del aporte de electricidad considerado para dichas subestaciones.

2. Subtransmisión

La proporción del precio de la energía y potencia de punta correspondiente al nivel de subtransmisión se obtiene luego de sustraer a los precios de nudos de energía y potencia equivalentes (a la entrada del sistema de distribución), el precio obtenido al nivel de generación-transmisión troncal.

3. Distribución

La proporción del precio de la energía y potencia de punta en el nivel de distribución se obtiene luego de sustraer al precio de la energía y potencia de punta aplicable en las distintas opciones tarifarias, los precios obtenidos en los niveles de generación-transmisión troncal y subtransmisión.

Los resultados obtenidos por opción tarifaria y área típica de distribución se presentan a continuación:

**ANEXO C : Constantes obtenidas en el estudio de variables y parámetros en los
cargos**

El estudio de sensibilidad establece las siguientes constantes para cada variable y parámetro analizado por cargo y área típica:

1. Cargo fijo

a) En baja tensión son:

BT1a-BT1b-BT2-BT4.1 (CFE)

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
F.Ec.Esc.	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
IRH	0,7168	0,7310	0,7168	0,7310	0,7476	0,7542	0,7422
IPMN	0,2832	0,2690	0,2832	0,2690	0,2524	0,2458	0,2578

BT3-BT4.2 (CFD)

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
F.Ec.Esc.	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
IRH	0,7117	0,7306	0,7117	0,7306	0,7403	0,7545	0,7428
IPMN	0,2883	0,2694	0,2883	0,2694	0,2597	0,2455	0,2572

BT4.3 (CFH)

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
F.Ec.Esc.	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
IRH	0,7147	0,7355	0,7147	0,7355	0,7442	0,7611	0,7518
IPMN	0,2853	0,2645	0,2853	0,2645	0,2558	0,2389	0,2482

b) En alta tensión:

AT2-AT4.1 (CFE)

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
F.Ec.Esc.	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
IRH	0,7168	0,7310	0,7168	0,7310	0,7476	0,7542	0,7422
IPMN	0,2832	0,2690	0,2832	0,2690	0,2524	0,2458	0,2578

AT3-AT4.2 (CFD)

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
F.Ec.Esc.	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
IRH	0,7117	0,7306	0,7117	0,7306	0,7403	0,7545	0,7428
IPMN	0,2883	0,2694	0,2883	0,2694	0,2597	0,2455	0,2572

AT4.3 (CFH)

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
F.Ec.Esc.	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
IRH	0,7147	0,7355	0,7147	0,7355	0,7442	0,7611	0,7518
IPMN	0,2853	0,2645	0,2853	0,2645	0,2558	0,2389	0,2482

2. Cargo por energía

a) En baja tensión son:

BT1a

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
PEBT	0,3875	0,3553	0,3842	0,3524	0,3565	0,3136	0,2655
PEAT	0,3875	0,3553	0,3842	0,3524	0,3565	0,3136	0,2655
P.En.Tr.	0,3875	0,3553	0,3842	0,3524	0,3565	0,3136	0,2655
CDBT	0,3537	0,3248	0,4478	0,4113	0,3891	0,4629	0,5434
F.Ec.Esc.BT y AT	0,3537	0,4074	0,3582	0,4113	0,3891	0,4629	0,5434
F.Ec.Esc.BT	0,3537	0,3248	0,4478	0,4113	0,3891	0,4629	0,5434
PPAT	0,2588	0,2373	0,2576	0,2363	0,2544	0,2236	0,1911
PPBT	0,2588	0,2373	0,2576	0,2363	0,2544	0,2236	0,1911
P. Pot.Tr.	0,1865	0,1710	0,1857	0,1703	0,1748	0,1536	0,1313
IRH	0,1729	0,1512	0,1299	0,1118	0,1937	0,2442	0,2667
IPMN	0,1314	0,1568	0,1279	0,1535	0,1535	0,1643	0,2131
D	0,0188	0,0126	0,0237	0,0171	0,0117	0,0126	0,0160
IPCu	0,0160	0,0239	0,0243	0,0314	0,0227	0,0337	0,0374
IPC	0,0146	0,0630	0,0524	0,0975	0,0075	0,0081	0,0103
CDAT		0,0826	-0,0896				
F.Ec.Esc.AT		0,0826	-0,0896				

BT1b-BT2-BT3-BT4.1-BT4.2-BT4.3

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
PEAT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
PEBT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
P.En.Tr.	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

b) En alta tensión:

AT2-AT3-AT4.1-AT4.2-AT4.3

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
P.En.Tr.	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
PEAT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

3. Cargo por energía adicional de invierno

a) En baja tensión son:

BT1a

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
PEBT	0,3875	0,3553	0,3842	0,3524	0,3565	0,3136	0,2655
PEAT	0,3875	0,3553	0,3842	0,3524	0,3565	0,3136	0,2655
P.En.Tr.	0,3875	0,3553	0,3842	0,3524	0,3565	0,3136	0,2655
CDBT	0,3537	0,3248	0,4478	0,4113	0,3891	0,4629	0,5434
F.Ec.Esc.BT y AT	0,3537	0,4074	0,3582	0,4113	0,3891	0,4629	0,5434
F.Ec.Esc.BT	0,3537	0,3248	0,4478	0,4113	0,3891	0,4629	0,5434
PPAT	0,2588	0,2373	0,2576	0,2363	0,2544	0,2236	0,1911
PPBT	0,2588	0,2373	0,2576	0,2363	0,2544	0,2236	0,1911
P. Pot.Tr.	0,1865	0,1710	0,1857	0,1703	0,1748	0,1536	0,1313
IRH	0,1729	0,1512	0,1299	0,1118	0,1937	0,2442	0,2667
IPMN	0,1314	0,1568	0,1279	0,1535	0,1535	0,1643	0,2131
D	0,0188	0,0126	0,0237	0,0171	0,0117	0,0126	0,0160
IPCu	0,0160	0,0239	0,0243	0,0314	0,0227	0,0337	0,0374
IPC	0,0146	0,0630	0,0524	0,0975	0,0075	0,0081	0,0103
CDAT		0,0826	-0,0896				
F.Ec.Esc.AT		0,0826	-0,0896				

4. Cargo por potencia

a) En baja tensión son:

BT1b

Variable	3
CDBT	0,7917
F.Ec.Esc.BT	0,7917
F.Ec.Esc.BT y AT	0,7917
IRH	0,4177
IPMN	0,2810
P.Pot.Tr.	0,2589
PPAT	0,2083
PPBT	0,2083
IPCu	0,0577
D	0,0215
IPC	0,0139

BT2-BT3 (parcialmente presente en punta)

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
CDBT	0,5775	0,5038	0,7271	0,6351	0,6047	0,6743	0,7398
FDDPB	0,5775	0,6319	0,5816	0,6351	0,6047	0,6743	0,7398
F.Ec.Esc.BT	0,5775	0,5038	0,7271	0,6351	0,6047	0,6743	0,7398
F.Ec.Esc.BT y AT	0,5775	0,6319	0,5816	0,6351	0,6047	0,6743	0,7398
PPAT	0,4225	0,3681	0,4184	0,3649	0,3953	0,3257	0,2602
FNDPB	0,4225	0,3681	0,4184	0,3649	0,3953	0,3257	0,2602
PPBT	0,4225	0,3681	0,4184	0,3649	0,3953	0,3257	0,2602
P.Pot.Tr.	0,3045	0,2653	0,3015	0,2630	0,2716	0,2237	0,1788
IRH	0,2823	0,2345	0,2110	0,1726	0,3010	0,3557	0,3630
IPMN	0,2146	0,2433	0,2077	0,2370	0,2385	0,2393	0,2901
D	0,0307	0,0195	0,0384	0,0263	0,0181	0,0183	0,0218
IPCu	0,0261	0,0370	0,0394	0,0485	0,0353	0,0491	0,0509
IPC	0,0238	0,0976	0,0851	0,1506	0,0117	0,0118	0,0141
CDAT		0,1281	-0,1455				
F.Ec.Esc.AT		0,1281	-0,1455				

BT2-BT3 (presente en punta)

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
FDPPB	0,5775	0,6319	0,5816	0,6351	0,5503	0,6236	0,6946
F.Ec.Esc.BT y AT	0,5775	0,6319	0,5816	0,6351	0,5503	0,6236	0,6946
CDBT	0,5775	0,5038	0,7271	0,6351	0,5503	0,6236	0,6946
F.Ec.Esc.BT	0,5775	0,5038	0,7271	0,6351	0,5503	0,6236	0,6946
FNPPB	0,4225	0,3681	0,4184	0,3649	0,4497	0,3764	0,3054
PPAT	0,4225	0,3681	0,4184	0,3649	0,4497	0,3764	0,3054
PPBT	0,4225	0,3681	0,4184	0,3649	0,4497	0,3764	0,3054
P.Pot.Tr.	0,3045	0,2653	0,3015	0,2630	0,3089	0,2586	0,2098
IRH	0,2823	0,2345	0,2110	0,1726	0,2739	0,3290	0,3409
IPMN	0,2146	0,2433	0,2077	0,2370	0,2170	0,2213	0,2723
D	0,0307	0,0195	0,0384	0,0263	0,0165	0,0169	0,0205
IPCu	0,0261	0,0370	0,0394	0,0485	0,0322	0,0454	0,0477
IPC	0,0238	0,0976	0,0851	0,1506	0,0107	0,0110	0,0132
CDAT		0,1281	-0,1455				
F.Ec.Esc.AT		0,1281	-0,1455				

b) En alta tensión:

AT2-AT3 (parcialmente presente en punta)

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
FNDPA	0,6698	0,5430	0,6698	0,5430	0,6880	0,5985	0,4652
PPAT	0,6698	0,5430	0,6698	0,5430	0,6880	0,5985	0,4652
P.Pot.Tr.	0,4828	0,3914	0,4828	0,3914	0,4727	0,4111	0,3196
CDAT	0,3302	0,4570	0,3302	0,4570	0,3120	0,4015	0,5348
FDDPA	0,3302	0,4570	0,3302	0,4570	0,3120	0,4015	0,5348
F.Ec.Esc.AT	0,3302	0,4570	0,3302	0,4570	0,3120	0,4015	0,5348
IRH	0,1623	0,1144	0,1623	0,1144	0,1593	0,2058	0,2592
IPMN	0,1097	0,1718	0,1097	0,1718	0,1170	0,1304	0,1990
D	0,0243	0,0089	0,0243	0,0089	0,0117	0,0195	0,0219
IPC	0,0232	0,1322	0,0232	0,1322	0,0084	0,0112	0,0164
IPCu	0,0107	0,0297	0,0107	0,0297	0,0155	0,0346	0,0383

AT2-AT3 (presente en punta)

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
FNPPA	0,7419	0,6273	0,7419	0,6273	0,7575	0,6786	0,5520
PPAT	0,7419	0,6273	0,7419	0,6273	0,7575	0,6786	0,5520
P.Pot.Tr.	0,5347	0,4521	0,5347	0,4521	0,5204	0,4662	0,3792
CDAT	0,2581	0,3727	0,2581	0,3727	0,2425	0,3214	0,4480
FDPPA	0,2581	0,3727	0,2581	0,3727	0,2425	0,3214	0,4480
F.Ec.Esc.AT	0,2581	0,3727	0,2581	0,3727	0,2425	0,3214	0,4480
IRH	0,1269	0,0933	0,1269	0,0933	0,1238	0,1648	0,2171
IPMN	0,0858	0,1401	0,0858	0,1401	0,0909	0,1044	0,1667
D	0,0190	0,0073	0,0190	0,0073	0,0091	0,0156	0,0184
IPC	0,0181	0,1078	0,0181	0,1078	0,0065	0,0090	0,0137
IPCu	0,0084	0,0242	0,0084	0,0242	0,0120	0,0277	0,0321

5. Cargo mensual por potencia de invierno

a) En baja tensión son:

BT1b

Variable	3
PPAT	1,000
PPBT	1,000

6. Cargo mensual por potencia contratada

a) En baja tensión son:

BT4.1-BT4.2-BT4.3

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
CDBT	1,5640	1,5489	1,9368	1,9368	1,4214	1,4793	1,6789
F.Ec.Esc.BT	1,5640	1,5489	1,9368	1,9368	1,4214	1,4793	1,6789
FDFPB	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
F.Ec.Esc. BT y AT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
IRH	0,4873	0,4850	0,2920	0,2920	0,4923	0,5347	0,4949
IPMN	0,3937	0,3935	0,3708	0,3708	0,4026	0,3694	0,4057
IPCu	0,0525	0,0527	0,0871	0,0871	0,0621	0,0665	0,0667
D	0,0417	0,0415	0,0620	0,0620	0,0268	0,0169	0,0216
IPC	0,0248	0,0274	0,1881	0,1881	0,0162	0,0126	0,0111
CDAT	-0,5640	-0,5489	-0,9368	-0,9368	-0,4214	-0,4793	-0,6789
PMPBT	-0,5640	-0,9429	-0,5493	-0,9368	-0,4214	-0,4793	-0,6789
F.Ec.Esc.AT	-0,5640	-0,5489	-0,9368	-0,9368	-0,4214	-0,4793	-0,6789

b) En alta tensión:

AT4.1-AT4.2-AT4.3

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
CDAT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
FDFPA	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
F.Ec.Esc.AT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
IRH	0,4915	0,2503	0,4915	0,2503	0,5107	0,5126	0,4846
IPMN	0,3323	0,3759	0,3323	0,3759	0,3751	0,3247	0,3721
D	0,0736	0,0195	0,0736	0,0195	0,0377	0,0485	0,0410
IPC	0,0703	0,2894	0,0703	0,2894	0,0269	0,0280	0,0307
IPCu	0,0324	0,0649	0,0324	0,0649	0,0497	0,0861	0,0717

7. Cargo mensual por demanda máxima de potencia leída en horas de punta

a) En baja tensión son:

BT4.1-BT4.2-BT4.3

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
FDPPB	0,7191	0,7645	0,7273	0,7697	0,7417	0,8673	0,9592
FNPPB	0,5261	0,4453	0,5231	0,4423	0,6062	0,5236	0,4217
PPAT	0,5261	0,4453	0,5231	0,4423	0,6062	0,5236	0,4217
PPBT	0,5261	0,4453	0,5231	0,4423	0,6062	0,5236	0,4217
F.Ec.Esc.BT y AT	0,4739	0,5547	0,4769	0,5577	0,3938	0,4764	0,5783
P. Pot.Tr.	0,3792	0,3210	0,3770	0,3188	0,4164	0,3597	0,2897
F.Ec.Esc.BT	0,3356	0,2844	0,4243	0,3592	0,2472	0,2891	0,3197
CDBT	0,3356	0,2844	0,4243	0,3592	0,2472	0,2891	0,3197
IPMN	0,1706	0,2117	0,1669	0,2087	0,1525	0,1634	0,2216
CDAT	0,1383	0,2702	0,0526	0,1985	0,1466	0,1873	0,2586
PMPBT	0,1383	0,1979	0,1375	0,1985	0,1466	0,1873	0,2586
F.Ec.Esc.AT	0,1383	0,2702	0,0526	0,1985	0,1466	0,1873	0,2586
D	0,0280	0,0149	0,0325	0,0188	0,0129	0,0169	0,0200
IPC	0,0236	0,1124	0,0593	0,1426	0,0087	0,0103	0,0140
IPCu	0,0197	0,0338	0,0274	0,0403	0,0217	0,0372	0,0405
FDFPB	-0,2452	-0,2099	-0,2503	-0,2119	-0,3479	-0,3908	-0,3809

b) En alta tensión:

AT4.1-AT4.2-AT4.3

Variable	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
FNPPA	0,8518	0,7710	0,8518	0,7710	0,9494	0,9268	0,8809
PPAT	0,8518	0,7710	0,8518	0,7710	0,9494	0,9268	0,8809
P. Pot. Tr.	0,6139	0,5557	0,6139	0,5557	0,6522	0,6367	0,6051
FDPPA	0,2964	0,4581	0,2964	0,4581	0,3038	0,4389	0,7149
CDAT	0,1482	0,2290	0,1482	0,2290	0,0506	0,0732	0,1191
F.Ec.Esc.AT	0,1482	0,2290	0,1482	0,2290	0,0506	0,0732	0,1191
IRH	0,0728	0,0573	0,0728	0,0573	0,0259	0,0375	0,0577
IPMN	0,0492	0,0861	0,0492	0,0861	0,0190	0,0238	0,0443
D	0,0109	0,0045	0,0109	0,0045	0,0019	0,0036	0,0049
IPC	0,0104	0,0663	0,0104	0,0663	0,0014	0,0020	0,0037
IPCu	0,0048	0,0149	0,0048	0,0149	0,0025	0,0063	0,0085
FDFPA	-0,1482	-0,2290	-0,1482	-0,2290	-0,2532	-0,3658	-0,5957

**ANEXO D : Constantes obtenidas en el estudio de variables y parámetros en las
opciones tarifarias**

Para obtener las constantes se debe establecer la variación porcentual experimentada por la opción tarifaria ante la variación porcentual experimentada por la variable o parámetro. Las opciones tarifarias sometidas a análisis son la BT1a, BT2 y AT3 dado que representan los típicos consumos residenciales, comerciales e industriales respectivamente. Las variables y parámetros son las siguientes:

Tabla D.1: Variables y parámetros relevantes en los cargos.

Variables	IRH-CDBT-CDAT-P.En.Tr-P.Pot.Tr
Parámetros	F.Ec.Esc-F.Ec.EscBT-F.Ec.EscAT-PEAT-PEBT-PPAT-PPBT-FDPPB-FNPPB-FDDPA-FDPPA-FNDPA-FNPPA

Las variables y parámetros anteriores corresponden a los determinados en el punto 7.4.1 *Análisis general* en el cual se establecen las variables y parámetros que influyen en forma relevante en alguno de los cargos.

Para establecer las opciones tarifarias se deben conocer los consumos típicos de energía y potencia, los cuales para Chilectra son los siguientes:

Tabla D.2: Energía y potencia promedio en BT1a-BT2-AT3.

Opción tarifaria	Cargo	Energía [kWh]	Potencia [kW]
BT1a	Energía base	170	---
	Energía adicional de invierno	6	---
BT2	Energía	1.500	---
	Potencia contratada en punta	---	27
AT3	Energía	115.000	---
	Potencia contratada fuera de punta	---	177
	Potencia contratada en punta	---	108

Con los consumos promedios anteriores y los cargos fijos se calculan los montos promedios para establecer los costos promedios de las opciones tarifarias analizadas.

Las constantes obtenidas para las variables y parámetros analizados son los siguientes:

1. Opción tarifaria BT1a

Variable o parámetro	BT1a						
	Area 1A	IS (Caso 1)	IS (Caso 2)	IS (Caso 3)	Area 2	Area 3	Area 4
PEBT	0,347	0,320	0,344	0,317	0,318	0,282	0,241
PEAT	0,347	0,320	0,344	0,317	0,318	0,282	0,241
P.En.Tr	0,347	0,320	0,344	0,317	0,318	0,282	0,241
CDBT	0,332	0,306	0,420	0,388	0,364	0,437	0,517
F.Ec.EscBT	0,332	0,306	0,420	0,388	0,364	0,437	0,517
PPAT	0,243	0,224	0,242	0,223	0,238	0,211	0,182
PPBT	0,243	0,224	0,242	0,223	0,238	0,211	0,182
IRH	0,218	0,194	0,179	0,158	0,241	0,283	0,298
P.Pot.Tr	0,175	0,161	0,174	0,161	0,163	0,145	0,125
F.Ec.Esc	0,079	0,072	0,079	0,073	0,081	0,070	0,080
F.Ec.EscAT		0,078	-0,084				
CDAT		0,078	-0,084				

2. Opción tarifaria BT2

Variable o parámetro	BT2						
	Area 1A	IS (Caso 1)	IS (Caso 2)	IS (Caso 3)	Area 2	Area 3	Area 4
CDBT	0,518	0,458	0,653	0,578	0,494	0,569	0,645
F.Ec.EscBT	0,518	0,458	0,653	0,578	0,494	0,569	0,645
FDPPB	0,518	0,575	0,523	0,578	0,494	0,569	0,645
PPAT	0,379	0,335	0,376	0,332	0,404	0,344	0,284
PPBT	0,379	0,335	0,376	0,332	0,404	0,344	0,284
FNPPB	0,379	0,335	0,376	0,332	0,404	0,344	0,284
P.Pot.Tr	0,273	0,241	0,271	0,239	0,277	0,236	0,195
IRH	0,255	0,215	0,191	0,159	0,248	0,302	0,318
PEAT	0,100	0,088	0,099	0,087	0,100	0,085	0,069
PEBT	0,100	0,088	0,099	0,087	0,100	0,085	0,069
P.En.Tr	0,100	0,088	0,099	0,087	0,100	0,085	0,069
F.Ec.Esc	0,003	0,002	0,003	0,002	0,003	0,002	0,002
CDAT		0,117	-0,131				
F.Ec.EscAT		0,117	-0,131				

3. Opción tarifaria AT3

Variable o parámetro	AT3						
	Area 1A	IS (Caso 1)	IS (Caso 2)	IS (Caso 3)	Area 2	Area 3	Area 4
PEAT	0,597	0,550	0,597	0,550	0,588	0,556	0,497
P.En.Tr	0,550	0,597	0,550	0,550	0,550	0,556	0,497
P.Pot.Tr	0,550	0,187	0,203	0,187	0,550	0,193	0,173
PPAT	0,282	0,260	0,282	0,260	0,296	0,281	0,252
FNDPA	0,151	0,140	0,151	0,140	0,159	0,151	0,135
FNPPA	0,131	0,121	0,131	0,121	0,137	0,130	0,117
CDAT	0,120	0,189	0,120	0,189	0,116	0,163	0,251
F.Ec.EscAT	0,120	0,189	0,120	0,189	0,116	0,163	0,251
FDDPA	0,075	0,117	0,075	0,117	0,072	0,101	0,156
IRH	0,059	0,048	0,059	0,048	0,059	0,084	0,122
FDPPA	0,046	0,072	0,046	0,072	0,044	0,062	0,095

ANEXO E : Constantes obtenidas en el estudio de las horas de uso

Las constantes obtenidas en los distintos cargos afectados por el número de horas de uso son las siguientes:

1. Cargo por energía base.

En la siguiente tabla se presenta la variación porcentual del cargo en las distintas áreas típicas ante la variación la variación porcentual del parámetro NHUNB:

Variación % NHUNB	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
-20	6,470	5,933	6,441	5,909	6,360	5,589	4,778
-15	4,567	4,188	4,546	4,171	4,489	3,945	3,373
-10	2,875	2,637	2,863	2,626	2,827	2,484	2,124
-5	1,362	1,249	1,356	1,244	1,339	1,177	1,006

De los datos anteriores se aprecia que el NHUNB influye en el cargo aplicado en todas las áreas típicas. Principalmente afecta a los aplicados en las áreas típicas 1A, 1S (caso 2) y 2.

Como se mencionó anteriormente, el cociente entre las variaciones porcentuales experimentadas por el cargo y el parámetro no es constante. Luego las constantes obtenidas para las variaciones del parámetro consideradas son las siguientes:

Variación % NHUNB	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
-20	-0,323	-0,297	-0,322	-0,295	-0,318	-0,279	-0,239
-15	-0,304	-0,279	-0,303	-0,278	-0,299	-0,263	-0,225
-10	-0,288	-0,264	-0,286	-0,263	-0,283	-0,248	-0,212
-5	-0,272	-0,250	-0,271	-0,249	-0,268	-0,235	-0,201

La variación porcentual del cargo en las distintas áreas típicas ante la variación la variación porcentual del parámetro NHUDB es la siguiente:

Variación % NHUDB	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
-20	8,843	10,185	8,955	10,282	9,727	11,572	13,585
-15	6,242	7,190	6,321	7,258	6,866	8,168	9,589
-10	3,930	4,527	3,980	4,570	4,323	5,143	6,038
-5	1,862	2,144	1,885	2,165	2,048	2,436	2,860

De los datos anteriores se aprecia que el parámetro NHUDB influye en el cargo aplicado en todas las áreas típicas. Principalmente afecta a los aplicados en las áreas típicas 3 y 4.

Las constantes obtenidas para las variaciones del parámetro consideradas son las siguientes:

Variación % NHUDB	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
-20	-0,442	-0,509	-0,448	-0,514	-0,486	-0,579	-0,679
-15	-0,416	-0,479	-0,421	-0,484	-0,458	-0,545	-0,639
-10	-0,393	-0,453	-0,398	-0,457	-0,432	-0,514	-0,604
-5	-0,372	-0,429	-0,377	-0,433	-0,410	-0,487	-0,572

2. Cargo por energía adicional de invierno.

La variación porcentual del cargo en las distintas áreas típicas ante la variación la variación porcentual del parámetro NHUNI es la siguiente:

Variación % NHUNI	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
-20	8,359	7,484	8,301	7,437	8,030	6,840	5,654
-15	5,900	5,283	5,860	5,250	5,668	4,828	3,991
-10	3,715	3,326	3,689	3,305	3,569	3,040	2,513
-5	1,760	1,576	1,748	1,566	1,690	1,440	1,190

De los datos anteriores se aprecia que el parámetro NHUNI influye en el cargo aplicado en todas las áreas típicas. Principalmente afecta a los aplicados en las áreas típicas 1A, 1S (caso 2) y 2.

Las constantes obtenidas para las variaciones del parámetro consideradas son las siguientes:

Variación % NHUNI	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
-20	-0,418	-0,374	-0,415	-0,372	-0,401	-0,342	-0,283
-15	-0,393	-0,352	-0,391	-0,350	-0,378	-0,322	-0,266
-10	-0,372	-0,333	-0,369	-0,331	-0,357	-0,304	-0,251
-5	-0,352	-0,315	-0,350	-0,313	-0,338	-0,288	-0,238

La variación porcentual del cargo en las distintas áreas típicas ante la variación la variación porcentual del parámetro NHUDI es la siguiente:

Variación % NHUDI	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
-20	11,426	12,848	11,541	12,943	12,281	14,163	16,074
-15	8,065	9,069	8,147	9,136	8,669	9,997	11,346
-10	5,078	5,710	5,129	5,752	5,458	6,294	7,144
-5	2,405	2,705	2,430	2,725	2,585	2,982	3,384

De los datos anteriores se aprecia que el parámetro NHUDI influye en el cargo aplicado en todas las áreas típicas. Principalmente afecta a los aplicados en las áreas típicas 3 y 4.

Las constantes obtenidas para las variaciones del parámetro consideradas son las siguientes:

Variación % NHUDI	1A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	2	3	4
-20	-0,571	-0,642	-0,577	-0,647	-0,614	-0,708	-0,804
-15	-0,538	-0,605	-0,543	-0,609	-0,578	-0,666	-0,756
-10	-0,508	-0,571	-0,513	-0,575	-0,546	-0,629	-0,714
-5	-0,481	-0,541	-0,486	-0,545	-0,517	-0,596	-0,677

3. Cargo por potencia base

La variación porcentual del cargo en el área típica 3, ante la variación la variación porcentual del parámetro NHUDB es la siguiente:

Variación % NHUDB	3	Constante
-20	25,000	-1,250
-15	17,647	-1,176
-10	11,111	-1,111
-5	5,263	-1,053

4. Cargo por potencia de invierno.

La variación porcentual del cargo en el área típica 3, ante la variación la variación porcentual del parámetro NHUNI es la siguiente:

Variación % NHUNI	3	Constante
-20	25,000	-1,250
-15	17,647	-1,176
-10	11,111	-1,111
-5	5,263	-1,053