



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

ASIGNACIÓN DE COSTOS DE TRANSMISIÓN VÍA JUEGOS COOPERATIVOS Y FORMACIÓN DE COALICIONES

JUAN MANUEL ZOLEZZI CID

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

Profesor Supervisor:

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, Mayo, 2002



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

ASIGNACIÓN DE COSTOS DE TRANSMISIÓN VÍA JUEGOS COOPERATIVOS Y FORMACIÓN DE COALICIONES

JUAN MANUEL ZOLEZZI CID

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

LUIS VARGAS D.

RICARDO RAINIERI B.

RODRIGO PALMA B.

MARIO V. F. PEREIRA

EDUARDO AGOSIN T.

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

Santiago de Chile, Mayo, 2002

A mamá, al cumplirse un año de su partida, a mis suegros que junto a ella velan por mi y mi familia.

A mi esposa Maritza, a mis hijos Dominique Andrea y Juan Manuel

A papá y a mis hermanos.

Con cariño, Juan.

AGRADECIMIENTOS

Al concluir esta tesis, deseo agradecer en primer lugar a Dios por haberme permitido terminarla. Soy un convencido que sin su intervención divina, al escuchar mis oraciones, el éxito logrado no habría sido posible.

Un agradecimiento especial a mi querida esposa Maritza Cristina y a mis hijos Dominique Andrea y Juan Manuel por su cariño, apoyo, colaboración y por los sacrificios impuestos durante el desarrollo de mis estudios de doctorado, la elaboración del documento final y la preparación de la defensa.

Un agradecimiento especial a mi profesor supervisor PhD Hugh Rudnick Van De Wyngard por su comprensión y constante aliento en mis trabajo de investigación, ha sido un honor para mi trabajar junto a él y recibir su apoyo, cariño y trato personal como el de toda su familia, especialmente de su esposa Nancy.

Un agradecimiento explícito a la Universidad de Santiago de Chile, en especial al Departamento de Ingeniería Eléctrica y a mis colegas de dicho departamento por el apoyo recibido y la confianza depositada en mi persona. Agradezco también a mis profesores del programa de Doctorado de la Escuela de Ingeniería de la PUCCH por sus enseñanzas.

Agradezco a mis compañeros del Doctorado, Doris Saez y Francisca Sinn, especialmente a Francisca y su esposo por su apoyo, a mis compañeros en la Escuela de Ingeniería; David Watts, Manuel Soto, Felipe Morales, Carlos Silva, José Luis Arriagada, Cristian Alvarez, Verónica Cortez, Lorenz Muller y a mis alumnos tesisistas; Francisco Evans y Francisco Danitz por los momentos felices que hemos compartido.

Agradezco a mis alumnos del DIE-USACH; Roger Mellado, Maria José Reveco, Cristián Díaz y Víctor Araneda, por su aprecio, cariño, apoyo y colaboración.

Finalmente agradezco al personal de secretaría y de servicios del DIE-USACH (Benita, Arturo, Ramón) y del DIE-PUCCH (Betty, Elena, Inés, Sra. Virginia) por su trabajo y apoyo.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
ÍNDICE GENERAL.....	iv
ÍNDICE DE TABLAS	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
RESUMEN	xv
ABSTRACT.....	xix
I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Antecedentes de la Desregulación de la Industria Eléctrica.....	1
1.1.1 Reformas de la industria eléctrica.....	2
1.1.2 Etapas de la Cadena Producción-Consumo	3
1.2 Tarificación de la Transmisión.....	7
1.3 Teoría de Juegos	9
1.4 Planteamiento de la Tesis.....	11
1.5 Guía de la Tesis.....	12
II. EL MODELO DEL MERCADO ELÉCTRICO Y EL PROBLEMA DE LA TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	15
2.1 Resumen.....	15
2.2 El Modelo del Mercado Eléctrico	16
2.3 El Negocio de la Transmisión.....	20
2.2.1 Tarificación de la transmisión.....	21
2.2.2 Insuficiencia del ingreso marginal.....	22
2.2.3 El concepto de uso del sistema	23
2.3 Esquemas de Tarificación de la Transmisión.....	24
2.3.1 Esquemas tradicionales de tarificación de la transmisión.....	25

2.3.2	Esquemas de tarificación de la transmisión basados en aplicaciones de teoría de juegos	29
2.4	Situaciones de Tarificación de la Transmisión en Algunos Países	37
2.4.1	Acceso al sistema de transmisión.....	37
2.4.2	Retribución al sistema de transmisión	40
2.4.3	Determinación de los peajes de la red de transmisión	45
2.4.4	Expansión de la red de transmisión	47
2.4.5	Entrada al negocio de la transmisión.....	48
2.4.6	Propiedad en el negocio de la transmisión.....	48
2.5	Propuestas Actuales	48
2.5.1	Anteproyecto de ley 2000.....	49
2.5.2	Ley corta	51
III.	CONCEPTOS DE TEORÍA DE JUEGOS COOPERATIVOS APLICADOS A LA PROBLEMÁTICA DE LA ASIGNACIÓN DE COSTOS DE LA TRANSMISIÓN.....	55
3.1	Resumen.....	55
3.2	Introducción.....	55
3.3	Conceptos Básicos.....	57
3.4	Función Característica, Pagos Laterales y Configuración de Pagos	60
3.4.1	Función característica.....	60
3.4.2	Simetría y atractibilidad	61
3.4.3	Pagos laterales	63
3.4.4	Configuración de pagos.....	63
3.5	Núcleo, Conjunto Estable, y Conjunto de Negociación	64
3.5.1	El núcleo.....	66
3.5.2	El conjunto estable	71
3.5.3	Conjuntos de negociación.....	72

3.6	Teoría del Exceso.....	75
3.6.1	Kernel.....	76
3.6.2	El nucleolo.....	80
3.7	Valor Shapley.....	84
3.8	Otras Metodologías de Juegos Cooperativos Usadas en esta Tesis.....	89
3.8.1	El nucleolo per cápita.....	89
3.8.2	SCRB.....	89
3.9	Conclusiones.....	90
IV.	MODELO DE ASIGNACIÓN DE COSTOS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN: APLICACIÓN DE JUEGOS COOPERATIVOS.....	91
4.1	Resumen.....	91
4.2	Introducción.....	92
4.3	Metodología.....	93
4.3.1	Perspectiva desde los generadores.....	102
4.3.2	Perspectiva desde los consumidores.....	114
4.4	Conclusiones.....	120
V.	APLICACIONES A SISTEMAS DE PRUEBA.....	123
5.1	Resumen.....	123
5.2	Introducción.....	123
5.3	Sistema de Transmisión Radial.....	124
5.3.1	Generadores como agentes del juego.....	126
5.3.2	Consumidores como agentes del juego.....	132
5.4	Problema de seis barras de Garver.....	140
5.5	Generadores como agentes del juego.....	142
5.6	Consumidores como agentes del juego.....	148
5.5	Modelo de 4 Barras.....	151
5.6	Conclusiones.....	154

VI.	APLICACIÓN AL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL CHILENO	156
6.1	Resumen.....	156
6.2	Introducción.....	156
6.3	Generadores Como Agentes del Juego	159
6.3.1	Detalle de asignación por generador en cada línea del SIC	163
6.4	Consumidores como Agentes del Juego	167
6.4.1	Detalle de asignación por consumidor en cada línea del SIC	171
VII.	CONCLUSIONES	175
7.1	Contribuciones	175
7.2	Desafíos futuros de investigación.....	177
7.3	Recomendaciones de Desarrollo Futuros	177
	BIBLIOGRAFIA.....	179
	ANEXOS.....	191
	Anexo A: Participaciones Marginales y Determinación del Área de Influencia	192
	Anexo B: Factores de distribución.....	194
	Anexo C: Regulación Comparada de la Transmisión.....	199
	C.1 Desde el punto de vista del acceso al sistema de transmisión	199
	C.2 Desde el punto de vista de la retribución del sistema de transmisión.....	200
	C.3 Desde el punto de vista de los peajes de transmisión.....	204
	C.4 Desde el punto de vista de la expansión del sistema de transmisión.....	210
	C.5 Desde el punto de vista de la entrada al negocio de la transmisión.....	212
	C.6 Desde el punto de vista de la propiedad del sistema de transmisión.....	214
	Anexo D: Función Característica y Asignación de Costos por Línea para el Sistema de 6 Barras de Garver, cuando los Generadores son Considerados como Agentes de los Juegos Cooperativos.....	217
	Anexo E: Función Característica y Asignación de Costos por Línea para el Sistema de 6 Barras de Garver, cuando los Consumidores son Considerados	

como Agentes de los Juegos Cooperativos.....	221
Anexo F: Función Característica y Asignación de Costos por Línea para el Sistema de 4 Barras usado por Bialek, cuando los Generadores son Considerados como Agentes de los Juegos Cooperativos.....	224
Anexo G: Función Característica y Asignación de Costos por Línea para el Sistema Interconectado Central Chileno, cuando los Generadores son Considerados como Agentes de los Juegos Cooperativos.....	232
Anexo H: Función Característica y Asignación de Costos por Línea para el Sistema Interconectado Central Chileno, cuando los Consumidores son Considerados como Agentes de los Juegos Cooperativos.....	239

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 3.1: Comparación de técnicas basadas en modelos.....	88
Tabla 5.1: Datos de líneas.....	125
Tabla 5.2: Datos de generadores	125
Tabla 5.3: Datos de despacho de generadores y cargas en MW.....	125
Tabla 5.4: Datos de flujo por las líneas en MW	126
Tabla 5.5: Función característica del juego para la línea 1-2.....	127
Tabla 5.6: Función característica del juego para la línea 2-3.....	128
Tabla 5.7: Función característica del juego para la línea 3-4.....	129
Tabla 5.8: Participación en los costos para la línea 1-2 según la metodología usada.....	130
Tabla 5.9: Participación en los costos para la línea 2-3 según la metodología usada.....	131
Tabla 5.10: Participación en los costos para la línea 3-4 según la metodología usada.....	131
Tabla 5.11: Función característica del juego para las líneas 1-2, 2-3 y 3-4.....	133
Tabla 5.12: Asignación de costos para la línea 1-2 según la metodología usada.....	136
Tabla 5.13: Asignación de costos para la línea 2-3 según la metodología usada.....	137
Tabla 5.14: Asignación de costos para la línea 3-4 según la metodología usada.....	137
Tabla 5.15: Datos de generación y cargas del sistema de 6 barras de Garver	141
Tabla 5.16: Datos de líneas del sistema de 6 barras de Garver.....	142
Tabla 5.17: Datos de las cargas del sistema de 6 barras de Garver	142
Tabla 5.18: Asignación de costos totales de la red de transmisión para los generadores en el sistema de 6 barras de Garver.....	143
Tabla 5.19: Resultados de la participación en la asignación de costos totales de la red de transmisión para el sistema de seis barras de Garver	143
Tabla 5.20: Asignación de costos de expansión de las líneas 2-6, 3-5 y 4-6 para los generadores en el sistema de 6 barras de Garver.....	144
Tabla 5.21: Participación en la asignación de costos de expansión de las líneas 2-6,	

3-5 y 4-6 para los generadores en el sistema de seis barras de Garver.....	144
Tabla 5.22: Asignación de costos totales de la red de transmisión para los generadores en el sistema de 6 barras de Garver, considerando flujo máximo teórico por cada una de las líneas	145
Tabla 5.23: Participación en la asignación de costos totales de la red de transmisión para los generadores en el sistema de 6 barras de Garver, considerando flujo máximo teórico por cada una de las líneas.....	146
Tabla 5.24: Asignación de costos de expansión de las líneas 2-6, 3-5 y 4-6 para los generadores en el sistema de 6 barras de Garver, considerando flujo máximo teórico por cada una de las líneas.....	146
Tabla 5.25: Participación en la asignación de costos de expansión de las líneas 2-6, 3-5 y 4-6 para los generadores en el sistema de 6 barras de Garver considerando flujo máximo teórico por cada una de las líneas	147
Tabla 5.26: Costos de expansión para el sistema de Garver de 6 barras según [Contreras y Wu, 1997, 2000]	148
Tabla 5.27: Asignación de los costos totales de la red de transmisión a los consumidores para sistema de 6 barras de Garver.....	149
Tabla 5.28: Asignación de costos porcentuales de la red de transmisión a los consumidores para sistema de 6 barras de Garver.....	149
Tabla 5.29: Asignación de los costos de expansión a los consumidores para las líneas 2-6, 3-5 y 4-6 en el sistema de 6 barras de Garver	150
Tabla 5.30: Participación de la asignación de costos de expansión a los consumidores para las líneas 2-6, 3-5 y 4-6, en el sistema de 6 barras de Garver	150
Tabla 5.31: Participación de los agentes generadores en los costos de transmisión del sistema de 4 barras, cuando se considera la condición de operación de la figura 5.3.....	152
Tabla 5.32: Participación de los agentes generadores en los costos de transmisión del	

sistema de 4 barras, cuando se considera la condición de flujo máximo teórico para cada línea del sistema de la figura 5.3.....	153
Tabla 5.33: Participación de los agentes consumidores en los costos de transmisión del sistema de 4 barras, cuando se considera la condición de operación de la figura 5.3.....	153
Tabla 5.34: Participación de los agentes consumidores en los costos de transmisión del sistema de 4 barras, cuando se considera la condición de flujo máximo teórico para cada línea del sistema de la figura 5.3.....	154
Tabla 6.1: Datos de generación y consumo en las barras del SIC de 8 barras	158
Tabla 6.2: Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión del SIC de 8 barras.....	159
Tabla 6.3: Asignación de los costos totales de transmisión entre los generadores en el SIC chileno.....	160
Tabla 6.4: Participación de la asignación de costos totales entre los distintos generadores en el SIC	161
Tabla 6.5: Asignación de los costos totales entre los distintos consumidores del SIC.....	168
Tabla 6.6: Participación de los generadores en los costos totales de transmisión del SIC.....	169
Tabla D.1: Función característica para cada línea	217
Tabla D.2: Asignación de costos para cada línea en condición de operación normal.....	218
Tabla D.3: Función característica para cada línea	219
Tabla D.4: Asignación de costos para cada línea en condición de operación de flujo máximo	220
Tabla E.1: Función característica para cada línea.....	221
Tabla E.2: Asignación de costos para cada línea en condición de operación normal.....	223
Tabla F.1: Función característica para cada línea cuando los generadores son los agentes.....	224

Tabla F.2: Asignación de costos de cada línea cuando los generadores son considerados como agentes	225
Tabla F.3: Función característica para cada línea cuando los generadores son los agentes en condición de flujo máximo.....	226
Tabla F.4: Asignación de costos de cada línea cuando los generadores son considerados como agentes en condición de flujo máximo	227
Tabla F.5: Función característica para cada línea cuando los consumidores son los agentes.....	228
Tabla F.6: Asignación de costos de cada línea cuando los consumidores son considerados como agentes	229
Tabla F.7: Función característica para cada línea cuando los consumidores son los agentes en condición de flujo máximo.....	230
Tabla F.8: Asignación de costos de cada línea cuando los consumidores son considerados como agentes en condición de flujo máximo	231
Tabla G.1: Función característica para cada línea	232
Tabla G.2: Asignación de costos para cada línea del SIC	240
Tabla H.1: Función característica para cada línea	239
Tabla H.2: Asignación de costos para cada línea del SIC	243

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 3.1: Detalle del núcleo del juego, indicando valor shapley y el nucleolo	68
Figura 4.1: Sistema de dos barras y dos generadores	107
Figura 4.2: Ejemplo ilustrativo de dos generadores en la misma barra.....	112
Figura 4.3: Sistema de dos barras y dos generadores	118
Figura 5.1: Sistema de transmisión tipo radial	125
Figura 5.2: Diagrama del sistema de seis barras de Garver.....	141
Figura 5.3: Diagrama del sistema de 4 barras usado por Bialek.....	151
Figura 6.1: Esquema simplificado de 8 barras del Sistema Interconectado central de Chile	158
Figura 6.2: Asignación de los costos totales de transmisión entre los generadores del SIC	161
Figura 6.3: Participación de los generadores en los costos totales de transmisión del SIC	162
Figura 6.4: Participación del generador G1 en cada una de las líneas del SIC	164
Figura 6.5: Participación del generador G3 en cada una de las líneas del SIC	164
Figura 6.6: Participación del generador G5 en cada una de las líneas del SIC	165
Figura 6.7: Participación del generador G6 en cada una de las líneas del SIC	165
Figura 6.8: Participación del generador G7 en cada una de las líneas del SIC	166
Figura 6.9: Participación del generador G8 en cada una de las líneas del SIC	166
Figura 6.10: Asignación de los costos totales de transmisión entre los consumidores del SIC	168
Figura 6.11: Participación de los consumidores en los costos totales de transmisión del SIC	169
Figura 6.14: Participación del consumidor L4 en cada una de las líneas del SIC	173
Figura 6.15: Participación del consumidor L6 en cada una de las líneas del SIC	173

Figura 6.16: Participación del consumidor L7 en cada una de las líneas del SIC	174
Figura 6.17: Participación del consumidor L8 en cada una de las líneas del SIC	174

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ASIGNACIÓN DE COSTOS DE TRANSMISIÓN VÍA JUEGOS COOPERATIVOS Y FORMACIÓN DE
COALICIONES**

**Tesis enviada a la Dirección de Investigación y Postgrado en cumplimiento parcial de los
requisitos para el grado de Doctor en Ciencias de la Ingeniería.**

JUAN MANUEL ZOLEZZI CID

RESUMEN

La evolución, durante los últimos años, de los sistemas eléctricos de potencia hacia mercados eléctricos sustentados en conceptos de competencia, regulación y eficiencia, en los que Chile ha sido pionero, ha puesto al sistema de transmisión en el centro de dicho mercado, al ser el facilitador de la competencia en generación y el medio a través del cual los usuarios acceden al precio de mercado de la energía y potencia. Sin embargo, muchos de los aspectos relativos a la concepción físico-económica, la tarificación y asignación de costos de los servicios de transmisión, permanecen sin solución, dificultando así la participación de los diferentes actores en dicho mercado.

Esta tesis pretende contribuir con desarrollos metodológicos y de modelación técnico-económica, basados en aplicaciones de teoría de juegos, al problema de tarificación de los sistemas de transmisión eléctrica, operando tanto en acceso abierto multilateral como en modalidad de transacciones bilaterales. Específicamente se pretende contribuir a la solución del problema de asignación de los costos de inversión, expansión, operación y mantenimiento de los sistemas de transmisión eléctricos entre los usuarios de dicho sistema, de modo que dichas

asignaciones sean determinadas en forma eficiente y no distorsionen las decisiones de inversión, operación y explotación de las instalaciones por parte de los usuarios de la red.

La correcta asignación de los costos de inversión, expansión, operación y mantenimiento de un sistema de transmisión entre los usuarios del mismo, corresponde a un tema de especial importancia, así como también de actual debate académico y empresarial en los distintos países cuya industria eléctrica se encuentra en proceso de privatización y desregulación. En Chile, el tema ha generado innumerables conflictos entre los diferentes actores del mercado eléctrico, derivando en soluciones arbitrales que resuelven, fundamentalmente, controversias puntuales entre agentes, sin plantear soluciones al problema de fondo. A pesar de los avances en las diferentes investigaciones a nivel mundial, no ha sido posible encontrar una solución adecuada al problema que satisfaga las expectativas de los usuarios.

La teoría de juegos es una disciplina que se utiliza para analizar problemas de conflictos que surgen de la interacción entre agentes que toman decisiones, especialmente en ambientes competitivos. La cooperación y la coordinación entre los agentes, junto a la competencia y desregulación, deben ser principios que se impongan en los mercados eléctricos emergentes. En esta medida, se desarrolla una metodología y una modelación técnico-económica que dejando las decisiones económicas en manos de los diferentes actores involucrados en un sistema de transmisión, buscan beneficiar al mercado eléctrico como un todo. Se aplican técnicas derivadas de la teoría de juegos cooperativos, teoría de formación de coaliciones y sistemas de agentes múltiples a la modelación y funcionalidad de los distintos agentes que participan en el mercado eléctrico y que se relacionan directamente con el sistema de transmisión, permitiendo de esta manera, resolver el problema de asignación de costos entre los usuarios de dicho sistema.

La metodología presentada se basa principalmente en las responsabilidades de los agentes en el uso físico y económico que hacen de la red, su comportamiento racional, la formación de coaliciones y los mecanismos de resolución de teoría de juegos cooperativos. La metodología diseñada es aplicable tanto a redes existentes como a las expansiones de dichas redes, dado que las simulaciones se realizan para cada tramo de la red. Asimismo, la metodología es aplicable a la asignación de los costos totales del sistema de transmisión o costos complementarios de alguna alternativa de tarificación de la transmisión, como por ejemplo, la teoría marginalista. Los resultados obtenidos permiten concluir que las soluciones equitativas y eficientes en un ambiente descentralizado de acceso abierto a las redes son posibles. Se presentan comparaciones con sistemas tradicionales, observándose una mejor justificación de los mismos en términos de sistemas eléctricos y desde el punto de vista económico.

Se ilustra la modelación y la metodología en sistemas de transmisión en los que participan un número reducido de agentes, para posteriormente efectuar simulaciones de la propuesta en sistemas de mayor envergadura y que han sido usados en la literatura especializada para explicitar las bondades de algunas metodologías de tarificación de la transmisión tradicionales. Una de las dificultades de la metodología, lo constituye la dimensionalidad que pueden adquirir los juegos, dependiendo del número de agentes involucrados en el sistema eléctrico, ya sean éstos generadores o consumidores, en el cual se encuentra inserto el sistema de transmisión en estudio. Dicha dimensionalidad crece exponencialmente con el número de agentes. Es por ello que desafíos futuros de investigación lo constituyen desde ya enfrentar este problema a objeto de aplicar la metodología propuesta a sistemas de transmisión como los que existen en la mayoría de los países del mundo.

Los resultados muestran que las soluciones obtenidas son posibles en ambientes descentralizados con acceso abierto a las redes. Se ilustran comparaciones con sistemas de asignación de costos tradicionales, observándose que las soluciones de juegos cooperativos representan mejor las condiciones económicas y físicas del mercado eléctrico de la transmisión.

Miembros de la Comisión de Postgrado

**HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD
LUIS VARGAS D.
RICARDO RAINIERI B.
RODRIGO PALMA B.
MARIO V. F. PEREIRA
EDUARDO AGOSIN T.**

Santiago, Mayo, 2002

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
COLLEGE OF ENGINEERING
DEPARTMENT OF ELECTRIC ENGINEERING**

TRANSMISSION COST ALLOCATION BY COOPERATIVE GAMES AND COALITION FORMATION

Thesis submitted to the Office of Research and Graduate Studies in fulfillment of the requirements for the Degree of Doctor in Engineering Sciences by

JUAN MANUEL ZOLEZZI CID

ABSTRACT

The evolution of electric power systems in recent years towards electric markets, which are based on competition, regulation and efficiency concepts, whereby Chile has played a pioneering role, has put the transmission system in the center of this market. Thus, both the generation competition and the way the users access the energy market (price and power) have been facilitated. However, many aspects regarding physical-economical conception, tariffication and cost allocation of transmission services remain unsolved, complicating the participation of the different actors in such a market.

This thesis shows methodological developments and economic technical modeling, based on game theory applications, in order to facilitate the tariffication problem of electric transmission systems, operating either in open access or in modality of bilateral transactions. Specifically, it is expected to contribute to the solution of investment costs, expansion, operation and maintenance allocation problems of the electric transmission system among its users. Thus, these allocations may be determined in an efficient way without distorting the investment, operation and exploitation decisions of the facilities by the network users.

The correct allocation of the investment, expansion, operation and maintenance costs of a transmission system among its users, is a topic of special importance, with current

academic and managerial debate in those countries whereby the electric industry is in a privatization and deregulation process. In Chile this topic has generated many conflicts among the different actors of the electric market, which in turn has derived in arbitrary solutions, which fundamentally has solved punctual controversies among agents without giving solutions to the bottom problem. In spite of the advances achieved in different investigations at world level, it has not been possible to give an appropriate solution to the problem in order to satisfy the user expectations.

The game theory is a discipline that is used especially to analyze conflicts that arise in the interaction among agents that make decisions in a competitive environment. The cooperation and coordination among the agents, together with the competition and deregulation, should be principles that must be imposed in emergent electric markets. Thus, both a methodology and a technical economic modeling are developed, which leaves the economic decisions upon the different actors involved in a transmission system, which in turn benefits the electric market as a whole. Techniques related with the cooperative game theory, coalition formation theory and multiple agent systems are applied to the modeling and the functionality of different agents that participate in the electric market, which are directly related with the transmission system. Thus, in this way the problem of cost allocation among the system users is solved.

The present method is based mainly on the agents' responsibilities regarding the physical and economic use that they make of the network, the coalition formation and the resolution mechanisms of the cooperative game theory. The designed method is applicable either to existing networks or their expansions, because simulations are carried out for each line of the network. Also, the method is applicable to either the total cost allocation of the transmission system or the complementary cost allocation of some alternative of transmission tariffication like marginal theory. The results obtained so far conclude that fairness and efficient

solutions in a decentralized environment of open access to networks are possible. Comparisons with traditional systems are presented, showing a better justification of them regarding the electric system and the economic point of view.

The modeling and methodology of transmission systems, considering participation of a reduced number of agents is illustrated. Further simulations of the proposal considering systems with more span are illustrated. These systems have been already used in the specialized literature to explicit the advantages of traditional transmission tariffication methods. One of the difficulties of the method is the dimension of the games, which in turn is related with the number of the agents involved in the electric system, either generators or consumers in which the transmission system under study is inserted. The game dimension grows exponentially with the number of agents. It will be a challenge in the future for other researchers to apply the proposed methodology to transmission systems like those under operation in most countries of the world.

Results conclude that adequate solutions are possible in a decentralized environment with open access to networks. Comparisons with traditional allocation systems are shown, cooperative games solution compares better in economical and physical terms.

Members of the Graduate Committee:

**HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD
LUIS VARGAS D.
RICARDO RAINIERI B.
RODRIGO PALMA B.
MARIO V. F. PEREIRA
EDUARDO AGOSIN T.**

Santiago, May, 2002

I. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes de la Desregulación de la Industria Eléctrica

En los inicios del siglo XX, el desarrollo de la industria eléctrica se debe fundamentalmente, a la iniciativa privada para apoyar sus desarrollos industriales, mineros y, naturalmente, urbanos. De esta forma, se desarrollan sistemas aislados de generación-consumo, en los principales países en desarrollo del mundo. Asimismo, se crean sistemas eléctricos interconectados que integran actividades de generación, transmisión y distribución. A partir de la depresión de los años 30, el Estado interviene fuertemente en la industria eléctrica, liderando el desarrollo de la infraestructura y constituyéndose en empresario, integrando bajo su control, en la mayoría de los casos, toda la actividad de la industria (generación, transporte y distribución eléctrica). Es así como países con realidades económicas tan distintas como Chile, Francia, Inglaterra, Bolivia y Brasil por nombrar algunos, eligen ese camino y se crean grandes empresas estatales integradas verticalmente, que proveen el servicio eléctrico en un marco considerado el más adecuado socialmente. ENDESA (Empresa Nacional de Electricidad de Chile), EDF (Electricité de France), ENDE (Empresa Nacional Eléctrica de Bolivia), CEGB (Central Electricity Generating Board de Inglaterra), ELETROBAS (empresa eléctrica brasileña) son ejemplos de esta perspectiva, y aun en nuestros días, algunas de estas empresas siguen cumpliendo el rol inicial para el que fueron concebidas.

Otros países eligieron caminos de desarrollo similares en la concepción de la empresa integrada verticalmente, pero distintos en la propiedad, ya que es el sector privado el que actúa bajo marcos regulatorios que orientan su actividad. Es el caso de Alemania, Japón y Estados Unidos, donde empresas eléctricas privadas concentran toda la cadena de

producción, transporte y distribución, típicamente con exclusividad en zonas geográficas del país.

1.1.1 Reformas de la industria eléctrica

Ya sea porque estas empresas eléctricas verticalmente integradas, estatales o privadas, fallan en proveer un suministro adecuado en cantidad, precio, calidad y continuidad, ya sea por una tendencia global liberalizadora de la economía, se produce a nivel mundial un cambio de paradigma en la organización industrial del sector eléctrico [Rudnick, 1996], [Pérez-Arriaga, 1995]. La concepción cambia radicalmente, pasando desde una empresa de servicio público que, integrada verticalmente, provee un suministro eléctrico protegido bajo regulaciones que le asignan una cierta rentabilidad sobre sus costos, empresa que además tiene un carácter político estratégico de provisión de un insumo fundamental para el desarrollo económico, a una concepción en la cual la base es la competencia entre varias empresas que están en condiciones de proveer el servicio, con eficiencia en la asignación de los recursos, desintegración de las cadenas producción-consumo, privatización de las empresas y la efectiva regulación por parte del estado de las actividades monopólicas.

Esta concepción da lugar a una nueva comprensión de la actividad, donde se identifican distintas etapas en la cadena producción-consumo que tienen características diversas, algunas de las cuales pueden desarrollarse en un mercado competitivo. La identificación de estos ámbitos de competencia es el centro de las reformas del sector eléctrico, dándose la posibilidad de que la competencia entre distintos proveedores de un servicio pueda estimular un suministro eficiente, tanto en cantidad, calidad, continuidad y precio.

A lo menos se distinguen cuatro etapas en la cadena producción-consumo eléctrico: generación, comercialización, transmisión y distribución; las dos primeras con características técnico-económicas que permiten la competencia, y las otras dos con economías de escala o de ámbito, lo que las constituye en monopolios naturales que deben ser sujetos a regulación.

1.1.2 Etapas de la Cadena Producción-Consumo

El cambio de paradigma que lleva a la liberalización del sector eléctrico a nivel mundial es un hecho incuestionable que se origina y desarrolla inicialmente en Chile [Rudnick, 1996] e Inglaterra, extendiéndose luego a todos los continentes.

De la regulación tradicional de la empresa monopólica de servicio público, uniforme en su conceptualización y realización práctica, se pasa a nuevos modelos organizacionales que en su desarrollo tienen mucho de experimentales. No existe una solución única de textos de microeconomía u organización industrial que caracterice la organización óptima en este nuevo paradigma, donde coexisten actividades competitivas con actividades reguladas.

Cada país ha elegido un camino distinto, con diversas soluciones en la coordinación del mercado competitivo, regulaciones distintas de la actividad monopólica de provisión de redes (transmisión y distribución), variados esquemas de precios y con niveles permitidos de integración vertical y horizontal en un amplio espectro.

Es común la concepción de la actividad de generación como factible de desarrollarse en ambientes competitivos. La necesidad de levantar barreras de entrada que

permitan su desarrollo competitivo va acompañada de una desregulación de la actividad, así como también de la eliminación de la obligación de servicio como requisito legal, y dejar de considerarla como empresa que ofrece un servicio público.

En estas reformas, está implícito el interés del Estado por que los generadores sean capaces de proporcionar satisfactoriamente el suministro eléctrico requerido, y se busca que, sin obligaciones legales de servicio, se desarrollen los estímulos económicos y las condiciones de mercado para que sean los mismos consumidores los que obliguen contractualmente la provisión del servicio. Si el mercado no responde, los gobiernos siempre se reservan la libertad de liderar iniciativas que aseguren el suministro.

Algunos países, principalmente los que primero desregularon el sector, obligan a los generadores competidores a someterse a una coordinación centralizada de su operación [Rudnick, Varela, Hogan, 1997], que busca emular condiciones de competencia perfecta con equilibrios basados en costos marginales [Rubio, 1999] y que permiten la operación integrada, utilizando recursos comunes de transporte y distribución, asegurando el suministro ante la imposibilidad práctica de almacenar electricidad en cantidades relevantes. Es el rol asignado a organismos como el CDEC¹ chileno.

Países como Argentina, Inglaterra y Australia eligen el modelo denominado “poolco” en el que una empresa monopólica coordina tanto la operación técnica del sistema eléctrico como la gestión de mercado, facilitando y organizando las transacciones y el despeje de precios en el balance entre la oferta y la demanda. En ese concepto se establece una bolsa de energía o mercado mayorista, donde se negocia la energía al por mayor entre generadores, distribuidores y otros agentes. Esta bolsa se organiza en distintas formas, generalmente

¹ Centro de Despacho Económico de Carga.

gestionada por una entidad independiente, que puede estar vinculada a la operación técnica del sistema (casos de Colombia, Argentina, Noruega, Suecia o Australia) o ser completamente no relacionadas (casos de España, California u Holanda entre otros).

Dicha acción monopólica del despachador técnico y de la bolsa de energía ha sido cuestionada en reformas recientes; el mejor ejemplo es el caso Californiano, donde se reduce al mínimo necesario la coordinación técnica del sistema eléctrico y se deja amplia libertad a los agentes generadores en las negociaciones bilaterales con los comercializadores y consumidores.

El comercializador surge en reformas recientes como un nuevo agente intermediario, que compite en la adquisición de energía al por mayor y las ventas al por mayor y al por menor, utilizando la infraestructura que proveen las actividades de transporte y distribución. El comercializador irrumpe en mercados desregulados en Europa y Norteamérica y se comienza a incorporar en los mercados de América Latina.

Se crea una etapa de comercialización, independiente de la distribución. La distribución se configura como el negocio de planificar, construir, gestionar y mantener las redes de distribución; en cambio, la comercialización es el negocio de comprar energía al por mayor y venderla a los clientes, utilizando redes ajenas por cuyo uso se paga un peaje. La existencia de la comercialización permite mantener la distribución como negocio regulado en régimen de monopolio, al mismo tiempo que se aumenta la competencia en el suministro a los clientes libres.

La actividad de distribución, entendida como el complemento de la actividad de comercialización minorista, también tiene características técnicas y económicas que dificultan la competencia. Efectivamente, las actuales tecnologías de uso de conductores de cobre y

aluminio para distribuir energía eléctrica, y sus elevados costos, dan lugar a evidentes economías de ámbito a nivel geográfico, lo que crea condiciones de monopolio natural. En la medida que las empresas distribuidoras se desarrollan en compartimentos geográficos al final de la cadena eléctrica, el desafío regulatorio no es diferente al que existía antes de estos procesos de reforma. Este desafío se centra en cómo exigir a la actividad monopólica un servicio eficiente, en calidad y precio, permitiendo un retorno adecuado a las inversiones. El desarrollo de conceptos de “regulación por comparación” y regulación por incentivos [Rudnick y Raineri, 1997] han dado lugar a diferentes modelos que pasan por la empresa modelo, la tarifa techo o *price cap*, y la denominada *yard stick competition* [Rudnick y Donoso, 2000]. Aplicaciones de ellos encontramos en países tan diversos como Inglaterra, Perú, Noruega y Bolivia. La mayor complejidad surge en la creación de esquemas de peajes de distribución, para que generadores y comercializadores hagan uso de las redes para competir en el abastecimiento a clientes finales.

Estas actividades competitivas de generación y comercialización sólo pueden desarrollarse en la medida que puedan hacer uso de las redes de transmisión y distribución para llegar a los consumidores finales. Es a través de las redes que la competencia se hace efectiva. Es aquí donde se presenta el primer escollo importante en la creación de estos mercados competitivos. La actividad de transmisión, cuyo objetivo es transportar la energía producida por los generadores hasta los centros de consumo, presenta indivisibilidades y la existencia de economías de escala, las que restringen su desarrollo en un ambiente de mercado.

Se ha dejado para el final de esta revisión la actividad de transmisión, por ser ésta el eje central de la presente tesis. La actividad de transmisión se ha desarrollado extensamente, debido fundamentalmente a que permite el transporte de energía eléctrica producida por generadores de distintas características (por ejemplo, ubicación geográfica, costo y

confiabilidad) a los centros de consumo y permite, de la misma forma, el acceso a los consumidores a bloques de energía y potencia en mejores condiciones económicas, de calidad y seguridad de suministro. Esta situación ha dado lugar a la creación de extensos sistemas eléctricos interconectados que unen a los generadores con los consumidores.

Mediante el uso, a través de las interconexiones, de las distintas fuentes de generación, la sociedad moderna ha podido contar con abastecimiento eléctrico de menor costo y mayor seguridad. Sin embargo, por las limitaciones técnicas y económicas enunciadas, la transmisión se constituye en una actividad monopólica que, especialmente en un contexto de competencia en generación, debe ser regulada. Esta regulación ha sido abordada generalmente con simplificaciones más o menos gruesas y con diferentes enfoques en los distintos países.

1.2 Tarificación de la Transmisión

Existe consenso en que el uso más eficiente de recursos se produce cuando los consumidores enfrentan un precio igual al costo marginal de suministro del producto. Cualquier desviación con respecto a éste, significa una pérdida de bienestar y una asignación ineficiente. Esto ha llevado al desarrollo y establecimiento de esquemas de tarificación marginalista en distintos mercados eléctricos.

La tarificación marginalista no es factible de aplicar por sí sola en los sistemas de transmisión, ya que éstos presentan economías de ámbito y de escala significativas que los caracterizan como monopolio natural, derivando en la necesidad de regulación, especialmente en aspectos de acceso y tarificación. Esto es particularmente relevante dada la importancia del sistema de transmisión como facilitador de la competencia entre generadores geográficamente dispersos. La tarificación en base a costos marginales, en sistemas reales, permite recolectar

un excedente para los propietarios del sistema de transmisión que no financia la operación y desarrollo del sistema [Rubio y Pérez-Arriaga, 2000]. Frente a estas limitaciones de la tarificación marginal, se ha optado en varios mercados por una tarificación en dos partes, combinando consideraciones de costo marginal con costos medios. Se debe agregar en consecuencia un cargo adicional al ingreso por costo marginal para financiar completamente el sistema de transmisión, el cual debe ser asignado eficientemente con el objeto de producir las menores distorsiones en la asignación de recursos entre los agentes.

Una forma de enfocar y modelar el problema de asignación de estos cargos se plantea cuando los sistemas de transmisión son sometidos a transacciones bilaterales entre un agente vendedor y un agente comprador, utilizando las instalaciones de transmisión de un tercero, denominadas tradicionalmente transacciones de tipo *wheeling*. En estos análisis se plantea resolver el problema en base a la asignación de costos por el uso incremental de la red, que se agrega a la utilización base que efectúan las denominadas cargas nativas. En este enfoque ha sido posible implementar diferentes metodologías de asignación de costos, entre las que destacan el *mega watt-mile allocation* y sus derivaciones: *rolled in allocation* y *red line allocation*. Estas metodologías han sido estudiadas profusamente en la literatura. Su principal inconveniente es que son débiles en las señales económicas que entregan a los agentes participantes en el mercado.

Otro enfoque en uso es aquel que pretende resolver el problema de asignar los costos en sistemas de transmisión cuando éstos son sometidos al uso multilateral del sistema, sin identificación de ninguna transacción en particular. Este caso corresponde a un uso integral de la red, tanto por parte de generadores como de consumidores, en un esquema de acceso abierto a la transmisión e independiente de los contratos comerciales entre los agentes del mercado. En este esquema, es de vital importancia la identificación de las instalaciones de un determinado sistema de transmisión que son usadas por un determinado agente (generador o

consumidor) cuando interactúa en el mercado. Por ende, han cobrado fuerza metodologías que dicen relación con la utilización del sistema y el reparto de dichos cargos entre aquellos que usan efectivamente el sistema de transmisión. Se han formulado métodos basados en el beneficio del usuario, área de influencia, factores de distribución, estampilla de correo, etc..

Aunque los procedimientos indicados siguen siendo estudiados y mejorados en diversos centros de investigación a nivel mundial, es conveniente realizar aportes derivados de metodologías y modelaciones de teoría de juegos que intenten dar soluciones distintas a las mencionadas, y que dicen relación con la aplicación de teoría de juegos cooperativos al problema. Complementar el enfoque de la ingeniería eléctrica tradicional del problema, con una perspectiva económica y de interacción estratégica, permitirá hacer un aporte a la problemática planteada de asignación de los costos de inversión, operación, mantención y expansión de un sistema de transmisión que opera en un mercado eléctrico.

1.3 Teoría de Juegos

La teoría de juegos se ha transformado, en los últimos años, en la forma de análisis más usada en el estudio de interacciones estratégicas entre dos o más agentes que participan de un mercado, constituyéndose en la disciplina del ámbito económico donde más publicaciones han surgido en los últimos 15 años. Es así como en los años 1994 Nash, Harsanyi y Selten, y 1996 Mirrless y Vickrey, eminentes investigadores relacionados con teoría de juegos, han obtenido premios Nobel de Economía.

La teoría de juegos provee de herramientas conceptuales, metodológicas y de modelación interesantes en el ámbito de la interacción de agentes en mercados competitivos, así como también en la resolución de conflictos generados por la interacción de dichos agentes

en estos mismos ambientes. Adicionalmente a lo que pueda deducirse de la revisión bibliográfica, es conveniente señalar que la teoría de juegos cooperativos es la más indicada para resolver problemas de asignación de costos.

La teoría de juegos cooperativos ha sido aplicada a problemas de asignación y las variadas soluciones propuestas para tales juegos se pueden interpretar como soluciones alternativas a un problema de asignación de costos. Las dos mayores clases de problemas de asignación de costos dicen relación con los costos conjuntos y los costos comunes; los primeros corresponden a aquellas situaciones donde los costos de producción no corresponden a una función separable del conjunto de productos; la no separabilidad de la función de costos y la producción conjunta produce ahorros que se caracterizan a menudo como economías de ámbito. Los costos comunes se aplican a situaciones donde el costo de producción se define sobre un solo producto que es usado por múltiples usuarios; en este caso, se producen ahorros que se caracterizan como economías de escala. Estas dos situaciones descritas están presentes en el problema de la transmisión eléctrica.

El planteamiento teórico básico consiste en poder modelar una red de transmisión con algunos de los agentes que interactúan con dicha red, es decir, generadores, consumidores, líneas de transmisión, empresas de generación, grandes consumidores, empresas de distribución y el operador de la red entre otros, que son usuarios de la red de transmisión, como agentes o jugadores esencialmente inteligentes y racionales de un juego, y que por lo tanto, están interesados en agruparse formando coaliciones en la medida que tengan un menor costo al final del juego. Estas coaliciones se establecen en base a determinadas reglas definidas para el juego que se desea modelar. Cada coalición tiene una función característica en los términos definidos por Von Neumann and Morgenstern (1944), constituida por el menor valor que los miembros de una coalición están seguros de aportar si actúan coalicionados sin la ayuda de externos a la coalición. Esta función característica cumple

propiedades de subaditividad, y debe anularse para una coalición vacía². Como resultado del juego, se define una función de pago, representada por un vector de pagos, la que debe cumplir criterios de racionalidad individual, de coalición y colectiva, obteniéndose el núcleo como primera solución del juego. De ahí en adelante es posible obtener soluciones como valor Shapley, conjunto estable, conjunto negociable, kernel, prekernel y nucleolo; estos tres últimos basados en la teoría del exceso.

Un tema importante de analizar, considerando la conformación de coaliciones en el mercado eléctrico, es el concepto de estabilidad de la coalición, en el sentido de asegurar que dichas coaliciones formadas permanezcan en el tiempo, evitando que aparezcan incentivos para los agentes en las distintas etapas de formación que las destruyan.

1.4 Planteamiento de la Tesis

Concordantes con los objetivos iniciales del proyecto de tesis doctoral, se desarrollan un modelo y una metodología de asignación de costos de transmisión entre los participantes en el mercado eléctrico, basados principalmente en las responsabilidades de los participantes en el uso físico y económico que hacen de la red, el comportamiento racional de los agentes, la formación de coaliciones y los mecanismos de resolución de teoría de juegos cooperativos.

Las hipótesis de trabajo que se plantean en la presente tesis, dicen relación con considerar que la cooperación y coordinación entre los agentes, junto a la competencia y desregulación en los mercados eléctricos emergentes, deben ser principios que se impongan en

² Es aquella que no tiene ningún integrante.

dichos mercados. Consecuente con lo planteado anteriormente, se plantean los siguientes objetivos para el trabajo de investigación:

- Modelar el mercado eléctrico y el sistema de transmisión, centro de dicho mercado, como una coalición de agentes o jugadores que pueden cooperar y negociar sus diferencias de asignación de costos de transmisión en base a teoría de juegos cooperativos, la que se plantea como una técnica adecuada en materias de cooperación y coordinación que permite superar conflictos.
- El tema de asignación de costos de los servicios de transmisión ha sido tratado tradicionalmente en forma exclusivamente técnica. Esta investigación pretende visualizar el tema desde una perspectiva más económica, en términos de eficiencia y equidad, así como también entregar los incentivos adecuados a los distintos usuarios del sistema de transmisión.
- Determinar una función de pago conjunta para los integrantes de una gran coalición que participa como usuario del sistema de transmisión y establecer a partir de dicha función de pago para la coalición formada, la asignación de costos que corresponde a cada uno de los agentes integrantes de la coalición. Para esto se elaborarán esquemas y algoritmos basados en resolución de juegos cooperativos.

1.5 Guía de la Tesis

Este primer capítulo ha mostrado los antecedentes históricos y conceptuales involucrados en la profunda transformación sufrida por la industria eléctrica mundial en los últimos años. Asimismo, se ha conceptualizado el problema de la tarificación de la transmisión

y se ha señalado a la teoría de juegos cooperativos como una herramienta de análisis de interés para el problema de la asignación de costos de la transmisión. Finalmente, se plantean los objetivos e hipótesis en los cuales se inscribe la presente investigación.

En el capítulo 2 se hace una breve revisión crítica de los métodos tradicionales de tarificación de la transmisión y una revisión crítica más detallada de las aplicaciones de teoría de juegos cooperativos a la problemática de la tarificación de los sistemas de transmisión. Dicha revisión nos muestra la plena validez de la necesidad de nuevas propuestas como las de la presente tesis, que incorporen concepciones técnicas y económicas a la tarificación y consideren la coordinación y cooperación entre los agentes involucrados como parte de las soluciones.

En el capítulo 3 se hace una revisión de la teoría de juegos cooperativos desde la perspectiva del problema de asignación de costos, a objeto de establecer los conceptos y mecanismos de resolución de este tipo de juegos que con posterioridad se utilizarán en la tesis.

En el capítulo 4 se plantea la metodología de asignación de costos propuesta por el autor, desde dos perspectivas diferentes, la primera cuando los generadores son considerados como los agentes de los distintos juegos cooperativos planteados y la segunda cuando los consumidores del sistema eléctrico asumen este rol. La metodología es ilustrada con ejemplos simples y didácticos, los que permiten visualizar las bondades del método sugerido.

En el capítulo 5 se efectúan las simulaciones de la metodología propuesta en sistemas de prueba utilizados para validar algunos métodos tradicionales, como son el método de las participaciones marginales, participaciones medias y un método de asignación de costos mediante teoría de juegos para la expansión de las redes. En cada caso analizado, se realizan

las comparaciones de resultados con los métodos tradicionales mencionados, y también con el método de los factores generalizados de distribución de desplazamiento de la generación o cargas según corresponda.

En el capítulo 6 se efectúan las simulaciones de la metodología propuesta en el Sistema Interconectado Central chileno (SIC). El sistema considerado posee 8 barras, 6 generadores y 6 cargas, correspondiendo a un modelo reducido, pero de valores reales del SIC. Se realizan comparaciones de resultados de la metodología propuesta con los métodos tradicionales mencionados anteriormente, y también con el método de los factores generalizados de distribución de desplazamiento de la generación o cargas según corresponda.

Por último, en el capítulo 7 se desarrollan las conclusiones a que da origen el trabajo realizado y los desafíos de investigación futuros que se han podido deducir de la presente investigación.

II. EL MODELO DEL MERCADO ELÉCTRICO Y EL PROBLEMA DE LA TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

2.1 Resumen

En este capítulo se describe en forma breve el modelo del mercado eléctrico que sirve de marco conceptual y teórico para el desarrollo de la presente tesis, así como también el problema de interés particular al interior de este mercado, consistente en la asignación de los costos del servicio de transmisión entre los usuarios del sistema.

Para ello se escoge como modelo del mercado eléctrico aquél hacia el cual tienden hoy en día la mayoría de los procesos de reestructuración de la industria eléctrica en distintos países, es decir, aquél en que se plantea la competencia entre los agentes del mercado como asignador de recursos en todas aquellas actividades de la industria eléctrica donde pueda darse ésta: suministro de combustible, generación, comercialización mayorista y minorista, además de una regulación adecuada y sólida en aquellas actividades donde esta competencia no es posible: actividades de redes, actividades de coordinación, actividades de operación independiente.

Se plantea, como eje central de capítulo, una revisión de los principales aspectos involucrados en la tarificación de la transmisión, junto con una revisión bibliográfica de las principales metodologías propuesta en la literatura, para intentar resolver el problema de la tarificación de la transmisión. Como ésta es una tarea ya bien atendida en [Cura, 1998] y [Rubio, 2000], se pone especial énfasis en las aplicaciones de teoría de juegos a dicha

problemática, debido a su débil cobertura en las publicaciones señaladas, y por ser éstos los conceptos en los cuales se sustenta la metodología propuesta en la presente tesis.

Adicionalmente, se comentan en este capítulo algunas de las distintas experiencias de tarificación y asignación de costos de transmisión llevadas a cabo en algunos países representativos de la situación de desregulación, especialmente el caso chileno.

2.2 El Modelo del Mercado Eléctrico

El modelo del mercado eléctrico constituye un marco conceptual y teórico para los desarrollos planteados en la presente tesis. En esa medida, su definición debe ser consecuente con los postulados básicos iniciales de la investigación, que consistían en plantear que la cooperación y la coordinación entre los agentes, junto con la competencia y la desregulación, deben ser principios que se impongan en los mercados eléctricos emergentes.

En este modelo las actividades del mercado eléctrico, que por su concepción económica y técnica son susceptibles de ser establecidas como competitivas, deben operar de dicha forma, permitiendo una mayor eficiencia económica y mejores precios a los usuarios. Para ello el regulador, atendiendo las especiales características de la industria eléctrica³, deberá arbitrar las medidas regulatorias adecuadas para una sana competencia⁴. Entre las actividades en que se dan estas características, se encuentran las relacionadas con el suministro de combustibles a la generación, la generación de la energía eléctrica, la comercialización de la

³ Intensiva en capital, insumo de gran impacto social, económico y político, lenta maduración de las inversiones, etc..

⁴ Transparencia de las transacciones, independencia de los organismos de coordinación, operación y despacho del mercado, disminución de barreras de entrada y salida del mercado, disposición de información pública, tamaño adecuado de los agentes, etc..

misma, en gran escala (mayorista) o a nivel de usuario final regulado (minorista) y los procesos de administración comercial a nivel de consumidores finales.

En estos mercados competitivos, la teoría económica postula que la asignación más eficiente de los recursos se obtiene cuando la producción y el consumo se tarifican a costo marginal, es decir, los consumidores pagan como precio de la energía el costo marginal de producción, igualando su beneficio marginal. La distribución espacial de los precios permitirá remunerar a la transmisión en base a las inyecciones y retiros, así como también a la diferencia de precios producida entre dos barras del sistema. Esta situación, en la mayoría de los casos, es insuficiente para satisfacer los requerimientos de remuneración por los servicios de transmisión [Cura, 1998], [Rubio, Pérez-Arriaga, 2000], [Rubio,1999].

Las situación de precios descrita anteriormente es indiferente a si los precios son determinados en base a un sistema de despacho económico con costos marginales auditados, declarados o en base a ofertas libres por parte de los generadores⁵. Existe adicionalmente, un mercado de contratos físicos y financieros que posibilita el complemento necesario de competencia en el mercado mayorista y minorista.

El modelo de mercado asume que existen actividades que por sus características técnico-económicas, no son susceptibles de establecerse como actividades competitivas y corresponderán a actividades monopólicas, por lo tanto, deberá existir un tratamiento regulatorio especial por parte de las entidades encargadas de la regulación del sector, ya que en dicho tratamiento, además de los supuestos de transparencia e independencia de su

⁵ En un modelo de mercado como el señalado, la competencia es casi perfecta, por lo cual los precios tenderán a los costos marginales, haciendo eficiente el mercado.

accionar, el regulador deberá cautelar la entrega de señales adecuadas⁶ a los agentes del mercado, por medio de la determinación de las remuneraciones necesarias para que dichas actividades se puedan desarrollar adecuadamente, así como también el cómo esta remuneración deberá ser compartida entre los distintos agentes participantes en el mercado. Entre estas actividades, destacan las actividades de redes, tanto a nivel de transmisión, subtransmisión y distribución, como las actividades de coordinación y operación del sistema eléctrico y de despeje del mercado. También es posible incluir en este conjunto de actividades no competitivas, todas aquellas relacionadas, por ejemplo, con la seguridad, confiabilidad y calidad de suministro, así como también aquellas actividades de producción especial⁷, que desean ser fomentadas por el regulador.

Respecto del desarrollo futuro del sector en cualquiera de sus actividades, debe ser el regulador el que, por medio de una regulación adecuada y planes indicativos de desarrollo del sector, permita que surjan las señales necesarias que den cuenta de las necesidades de expansión en alguna de las etapas de la cadena de producción-consumo. En el caso de actividades competitivas, serán los propios agentes quienes tomarán las iniciativas y las concretarán, en cambio en las actividades monopólicas los agentes, reaccionando positivamente a las señales, deben proponer las expansiones, las que deben ser aprobadas por el regulador y luego licitadas en su construcción.

El modelo de mercado no tiene restricciones respecto de la importación o exportación de energía desde y hacia otros mercados respectivamente, es más, plantea el libre acceso sin discriminación a las redes como principio y el aumento del número de actores en los

⁶ Tradicionalmente precios por las actividades.

⁷ Centrales no convencionales, eólicas, biomasa, generación limpia, cogeneración, etc.

mercados competitivos, a objeto de permitir un mercado más eficiente y mejores precios para los usuarios.

El tema de la propiedad de las empresas que participan en las diferentes actividades de la cadena producción-consumo de energía eléctrica, no es un asunto de mayor relevancia si las entidades reguladoras han establecido las normas correctas que aseguren una adecuada competencia en las actividades competitivas y mecanismos también correctos que regulen la actividades monopólicas. De esta forma, si las transacciones entre agentes son públicas, y se realizan en condiciones de transparencia e igualdad de oportunidades para todos los interesados, no importando quién sea el dueño de una empresa determinada. El regulador debe fiscalizar que dichas situaciones se den en la práctica.

Otro tema de actualidad y permanente interés es el de la seguridad de abastecimiento en este tipo de mercados, el cual se resuelve nuevamente en base a señales de precios claras y mercados regulados en forma adecuada, lo que incluye, necesariamente, una adecuada planificación indicativa por parte del ente regulador.

Al concluir la descripción del modelo de mercado eléctrico usado como referencia en la presente tesis, es necesario recalcar la importancia para el correcto funcionamiento de dicho mercado de los aspectos de transparencia, independencia, objetividad y capacidad técnico-económica que deben poseer los organismos reguladores y fiscalizadores encargados de la regulación, como también las características de independencia y transparencia y capacidad de gestión que debe caracterizar las acciones de los organismos de operación y control, coordinación y de despeje del mercado.

En el marco del modelo del mercado eléctrico descrito, el problema que nos atañe dice relación con la remuneración de la transmisión, específicamente con la repartición

de responsabilidad sobre esta remuneración entre los distintos agentes que participan de dicho mercado eléctrico. Como ya se señaló, la remuneración por ingreso tarifario o marginal es claramente insuficiente, debido principalmente a las economías de escala y de ámbito presentes en la transmisión, como causa de la indivisibilidad de las inversiones y la redundancia necesaria de las instalaciones por motivos de seguridad.

2.3 El Negocio de la Transmisión

El nuevo esquema de desregulación de la industria eléctrica coloca al sistema de transmisión en el centro de dicho negocio [Tabors, 1994], en el sentido de ser el facilitador de la competencia a nivel de generación, al permitir que los generadores puedan colocar su producción en los centros de consumo y los consumidores puedan acceder a los centros de generación en un ambiente de competencia.

Los sistemas de transmisión presentan economías de escala significativas, fundamentalmente debido a la indivisibilidad de las inversiones, como también a la necesidad de redundancia para cumplir con criterios de seguridad. Las líneas de transmisión con mayor tensión nominal y capacidad de transmisión, tienen un menor costo medio por unidad de potencia y por kilómetro⁸. Debido a la característica de monopolio natural, existe la necesidad de regulación, especialmente en los aspectos de acceso y de tarificación, dada la importancia del sistema de transmisión como facilitador de la competencia entre generadores geográficamente dispersos. Los marcos regulatorios establecen esquemas de acceso abierto a las redes, en que los propietarios o concesionarios deben permitir el uso abierto y no discriminatorio de su sistema de transmisión y nuevos sistemas de precios, donde la

⁸ Para una línea de doble circuito en aluminio, el costo por unidad de potencia y por kilómetro va desde los 0,120 [US\$/KW/Km] en 154 KV a los 0,020 [US\$/KW/Km] en 500KV.

transmisión es tarifada en base a una combinación de precios marginales de operación (corto plazo) o de expansión (largo plazo) y a cargos complementarios o peajes que permiten la asignación del costo total de la red a todos los agentes que hacen uso de ella, independientemente de sus compromisos comerciales.

2.2.1 Tarificación de la transmisión

La tarificación de la transmisión, incluyendo la asignación de los costos de transmisión, debe preservar la correcta asignación de recursos para los agentes del mercado. Es importante que los precios y pagos de la transmisión no distorsionen las decisiones de inversión en nueva generación, las resoluciones de operación de los generadores y las decisiones de demanda por parte de los consumidores [Rubio, 1999]. No existen estándares analíticos reconocidos internacionalmente para medir si un determinado esquema de tarificación de la transmisión es adecuado económica y técnicamente, a excepción de lo planteado en Green [1997], basado en un conjunto de principios desarrollados por el *Stanford Energy Modelling Forum*, que dicen relación con señales de precios que promuevan la eficiencia en la operación diaria, señalen las ventajas de ubicación para la inversión en generación y demanda, indiquen la necesidad de inversión en el sistema de transmisión, compensen adecuadamente a los propietarios de las instalaciones de transmisión existentes, sean simples, transparentes y políticamente implementables. Cada país ha diseñado su solución en concordancia con la realidad de su sistema de transmisión.

El concepto de acceso abierto considera el uso multilateral del sistema de transmisión con todos los agentes contribuyendo al financiamiento de la red común, basado en un uso físico y económico de ésta, independiente de los acuerdos comerciales. Otras aproximaciones corresponden a aquellas de tipo bilateral o “*wheeling*”, en las cuales se busca determinar el costo incurrido por una transacción específica entre dos barras de la red.

Algunos métodos tales como: *postage stamp*, *contract path*, *MW-mile*, e incluso métodos incrementales se usan para este fin [Pérez-Arriaga,1995].

2.2.2 Insuficiencia del ingreso marginal

En términos económicos, el uso más eficiente de recursos se produce cuando los consumidores enfrentan un precio igual al costo marginal de suministro del producto, cualquier desviación con respecto de éste significa una pérdida de bienestar y una asignación ineficiente. Desafortunadamente, dadas las características del sistema de transmisión, la tarificación en base a costos marginales con precios espacialmente distribuidos, en que los generadores son remunerados a costo marginal en las barras de generación, y los consumidores son cargados en los costos marginales de las barras de carga, permite recolectar un excedente para los propietarios del sistema de transmisión, que dadas las economías de escala [Rudnick, 1994], no financia la operación y desarrollo del sistema, ya que los costos marginales son inferiores a los costos medios.

El excedente⁹ o ingreso de costo marginal, sólo cubre generalmente los costos de las pérdidas de transmisión y una pequeña parte de los costos de inversión y explotación; los porcentajes de recuperación por este concepto oscilan entre un 4% y un 40% [Rubio, Pérez-Arriaga, 2000], dependiendo de las características particulares de cada sistema de transmisión, la mejor modelación del sistema eléctrico y sus restricciones en el proceso de determinación de los costos marginales. Frente a estas limitaciones de la tarificación marginal, y ante la imposibilidad práctica de aplicar un esquema de precios Ramsey [Rubio, Pérez-Arriaga, 2000], se ha optado por una tarificación en dos partes, combinando consideraciones de costo marginal con costos medios. Se debe agregar en consecuencia, un cargo adicional al

⁹ El excedente se denomina comúnmente ingreso marginal o ingreso tarifario.

ingreso por costo marginal para financiar completamente el sistema de transmisión, el cual debe ser asignado eficientemente con el objeto de producir las menores distorsiones en la asignación de recursos entre los agentes.

En casi todos los países, los cargos complementarios son asignados a los usuarios de la red ex-ante, sin posterior reliquidación. En un esquema de tarificación de la transmisión de acceso abierto o uso multilateral, se requiere una adecuada identificación de las instalaciones del sistema de transmisión a ser remuneradas, de los costos que deben cubrirse o recuperarse y la forma de distribuir dichos costos. Los países más avanzados en el tema, principalmente latinoamericanos, han enfrentado el problema en base a diferentes aproximaciones [Gatica, 1996], [Pérez-Arriaga, 1995], [Rudnick, 1998].

2.2.3 El concepto de uso del sistema

Un esquema de asignación que no introduce distorsiones en la asignación de recursos es aquel que distribuye los costos en base al concepto de uso natural del sistema de transmisión, es decir, el grado de afectación que sobre el sistema de transmisión tienen tanto generadores como consumidores, por el simple hecho de estar conectados a él. Es así que en términos económicos los generadores, por el hecho de estar conectados a una barra de la red, tienen acceso al precio de mercado de energía y potencia, haciendo uso del sistema de transmisión entre la barra de conexión y la barra marginal; de la misma forma, los consumos acceden al precio de mercado de la energía y la potencia usando el sistema de transmisión entre su punto de conexión y la barra marginal. Por esto, tanto generadores como consumidores, aun sin generar o consumir, afectan al sistema de transmisión por el solo hecho de estar conectados. Esta afectación es independiente del sentido que tengan los flujos en el sistema de transmisión y de los contratos comerciales entre generadores y consumidores [Agurto, 1992], [Zolezzi, Rudnick, 1999].

La determinación de los usos naturales es una tarea compleja y está condicionada por el despacho económico, independientemente de los usos comerciales. En la mayoría de los países, existen centros de coordinación independientes para la operación física del sistema y para el despeje del mercado, al margen de los contratos comerciales entre las partes; es así como finalmente es el centro de coordinación, por medio del despacho óptimo, quien determina cuáles generadores generan y cómo los generadores y consumidores usan económicamente la red. Este uso económico de la red puede ser interpretado como un uso por capacidad¹⁰ o un uso por energía¹¹ para la forma de distribuir los pagos por el sistema de transmisión entre los usuarios. Las instalaciones asociadas al uso económico del sistema corresponden al concepto de área de influencia¹² utilizado en algunos países.

2.3 Esquemas de Tarificación de la Transmisión

Las diversas regulaciones buscan incentivar una operación y mantención adecuada de los sistemas de transmisión, entregando una remuneración que además de estimular la eficiencia, entregue una cierta rentabilidad sobre las inversiones. Por otra parte, se buscan mecanismos para incentivar la adecuada expansión de los sistemas de transmisión, ya sea orientando las ampliaciones a través de la acción planificadora del regulador o mecanismos a través de los cuales interactúen los agentes, acordando su futuro desarrollo.

¹⁰ Se asume que la línea está diseñada para condiciones de demanda máxima.

¹¹ Se asume que las líneas están diseñadas dentro de una red que debe responder a una curva de carga.

¹² En la legislación chilena, corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema de transmisión, directa y necesariamente afectados por la inyección de potencia y energía de una central.

2.3.1 Esquemas tradicionales de tarificación de la transmisión

Como ya fue explicado en el resumen del presente capítulo, se considera que en [Rubio, 2000] y en menor medida en [Cura, 1997], se hace una valiosa contribución en términos de revisión crítica de metodologías tradicionales de tarificación de la transmisión; es por esto que en esta sección se plantean algunos aspectos generales de estos esquemas de tarificación considerados importantes de tener presente en el desarrollo de la presente tesis.

Entre las aplicaciones a transacciones tipo *wheeling*, es decir, aquellas transacciones físicas entre un punto y otro de la red, destacan métodos como el de estampilla de correo o *postage stamp* [Happ, 1994], basado en costos medios, que consiste en prorratear los costos totales de transmisión en función de una medida independiente de uso del sistema¹³; los métodos incrementales [Shirmohammadi et al., 1991], que permiten diferenciar la tarifa entre las cargas nativas y las transacciones tipo *wheeling*, basados en el principio de que el costo de la transacción estará determinado por la diferencia de los costos con transacción incluida y aquella sin la transacción. Otra metodología conocida es el método de los caminos acordados o *contract path method* [Happ, 1994], en el cual se calcula el costo de un servicio de transmisión en base a un supuesto camino, acordado entre transmisor y usuario, que recorrería la energía entre su punto de inyección y de retiro. La característica principal de los métodos comentados es su simplicidad en el enfoque de un tema, de por sí complejo.

En método MW-km o *MW-mile* [Shirmohammadi et al., 1991], [Pan et al., 2000], [Zolezzi et al., 2001a] los MW-km imputables a una transacción corresponden a la diferencia entre los MW-km totales de un sistema de transmisión incluida la transacción

¹³ Potencia inyectada o retirada en una barra, capacidad instalada, potencia firme, etc.

wheeling y los MW-km sin considerar dicha transacción. Los MW-km de un sistema de transmisión corresponden a la suma de los productos de los flujos de las líneas por los kilómetros de longitud de dichas líneas. El método ha sufrido propuestas modificatorias interesantes [Marangon et al., 1995], y su característica fundamental sigue siendo su simplicidad.

Los métodos de cálculo de costos marginales de largo plazo, como el *investment cost relating pricing* [Green, 1997] actualmente usado en Inglaterra y Gales, se basa en la determinación de una red mínima que pueda suministrar la demanda bajo contingencias preestablecidas, y la generación neta en cada barra no se fija en base a un despacho económico. El proceso de optimización determina los costos marginales por barra, los que se extienden posteriormente a zonas por simplicidad de aplicación. Ha resultado un método adecuado y las simplificaciones impuestas lo hacen aplicable.

En [Farmer, 1995] se da cuenta de un método alternativo al anterior, basado en peajes sobre los flujos que transitan por la líneas de la red, los que se determinan maximizando los beneficios del consumo. Este método, introduce una mejora en cuanto a la modelación de la generación, incorporando el despacho y la distribución geográfica de la misma. La dificultad principal es que no permite una recuperación total de los costos de transmisión, y de intentar dicha recuperación, se transforma en una situación cuya dificultad es similar a la de las metodologías basadas en precios Ramsey.

Ingresos marginales es una metodología que se deriva de la aplicación de la teoría marginalista de corto plazo al mercado eléctrico, determinando precios en cada nudo de la red [Schweppe et al., 1988]. La diferencia entre el producto de los precios en las barras por las potencias o energías inyectadas o retiradas, según corresponda, determina un ingreso tarifario que, como se demuestra en [Rubio, 1999], a pesar de tener todas las bondades en cuanto a

las señales a los participantes del mercado eléctrico, sólo en condiciones teóricas muy especiales remunera totalmente los costos de la transmisión y, en la mayoría de los casos, este ingreso debe ser complementado con la determinación de peajes o cargos complementarios. El porcentaje de recuperación de estos ingresos no supera el 40% y depende mucho de las características de diseño y de operación del sistema eléctrico. El autor participó en la implementación del fallo arbitral entre la principal empresa de transmisión del sector eléctrico chileno y algunas importantes empresas de generación, pudiendo verificar lo anterior [Informe de Fallo Arbitral, 1999].

Algunos métodos diseñados para complementar los ingresos marginales, como: usar términos aditivos o multiplicativos para aumentar los costos marginales, y con ello alcanzar una mayor recuperación de los costos de la transmisión, tienen el inconveniente de alterar en demasía la señal óptima de los costos marginales; asociar estos términos a la elasticidad de la demanda, aumentando más el precio a aquellas demandas más inelásticas, con lo que se altera en menor medida las señales óptimas; sin embargo, es difícil de implementar por la determinación de las elasticidades¹⁴ de la demanda en aplicaciones prácticas. Una tercera alternativa la comprenden métodos que intentan determinar el cargo complementario para recuperar en su totalidad los costos de transmisión, los que deberían alterar lo menos posible las señales de la tarificación marginalista, sin embargo estos métodos, en la mayoría de los casos, también pueden ser aplicados a la determinación completa de las responsabilidades en el financiamiento de la red por parte de los usuarios.

En los últimos años se han ensayado esquemas de asignación basados en el "uso natural económico" [Rudnick et al., 1995], [Rudnick et al., 1999], [Rubio y Pérez-Arriaga, 2000], [Pan et al., 2000], [Rudnick, 2000], [Zolezzi et al., 2001a] del sistema de

¹⁴ Debe entenderse como elasticidad precio de la demanda.

transmisión, es decir, en función del grado de afectación que sobre el sistema de transmisión tienen tanto generadores como consumidores, por el simple hecho de estar conectados a él, y no sobre la base de los usos comerciales que derivan de la ubicación relativa de los agentes que suscriben un contrato. Entre estos métodos destacan: participaciones marginales¹⁵, factores de distribución de desplazamiento de la generación GSDF o factores A, factores de distribución generalizados de generación GGDF o factores D, y factores de distribución generalizados de carga GLDF o factores C¹⁶ [NG, 1981]. En algunos países, algunos de estos conceptos dan origen al área de influencia [Agurto, 1992], [Zolezzi y Rudnick, 1999].

De la misma forma, se han sugerido métodos que pretenden identificar el impacto de un generador o consumo en el flujo en una línea de transmisión de una red de transmisión, así como también cuánto de la generación de un determinado generador corresponde a una determinada carga [Bialeck, 1996, 1997, 1998, 1999], [Kirschen, 1997, 1999], basándose en estudios de topología, principios de proporcionalidad y ecuaciones de flujos de redes, determinándose factores que son usados para precisar la asignación de cargos complementarios o tarificación del sistema sobre la base del uso que los distintos agentes hacen del sistema de transmisión. El método de las participaciones medias, utilizado en Nueva Zelanda, corresponde en alguna medida a los conceptos técnicos analizados en [Bialeck, 1996]. La gran debilidad de estos métodos, a pesar de su facilidad de aplicación, es su base, la cual no es física, ni eléctrica, ni menos económica, del principio de proporcionalidad en el cual se basan, el cual no puede ser demostrado.

Con el desarrollo de la desregulación en Norteamérica, ha surgido una propuesta de remuneración a la transmisión basada en los llamados contratos de congestión [Hogan,

¹⁵ Ver Anexo A.

¹⁶ Para una mayor comprensión de estos factores, ver Anexo B.

1992], que permiten remunerar a su poseedor por la congestión producida en una determinada línea. Un buen análisis de estos contratos se puede ver en [Tapia, 1998]. La dificultad principal de estos contratos, es que no están orientados a remunerar la transmisión, sino mas bien, a proteger a los agentes sobre los posibles riesgos de la congestión en las líneas.

Se ha dejado para el final de esta revisión de métodos que no usan conceptos de teoría de juegos, al método de los beneficiarios [Pérez-Arriaga et al., 1995], [Rubio, 1999], [Rubio y Pérez-Arriaga, 2000], en el cual la remuneración de la transmisión se reparte entre los usuarios en base al beneficio que la red les proporciona, es decir, en base a la diferencia de retornos obtenidos por un usuario cuando una determinada instalación está presente y cuando no lo está. Su concepción es muy lógica, de gran sentido económico y de mercado eléctrico, sin embargo, su implementación y aplicabilidad práctica son dificultosas, especialmente en sistemas radiales. Reconociendo estas dificultades, en [Rubio, 1999] se hace un esfuerzo por superar dichas dificultades, sin embargo, se reconoce una dificultad definitiva de aplicabilidad a redes existentes y sistemas radiales, y se acepta un comportamiento adecuado para extensiones de redes existentes.

Las soluciones clásicas y aun las modernas, sugeridas y aplicadas para resolver el problema de la asignación de costos por los servicios de transmisión, ya sea para transacciones tipo *wheeling* o acceso abierto multilateral en mercados desregulados y competitivos, no logran satisfacer las expectativas de los reguladores ni de los agentes del mercado. La mayoría de ellas, a excepción del método de los beneficiarios, fracasan por carecer de base económica de sustentación.

2.3.2 Esquemas de tarificación de la transmisión basados en aplicaciones de teoría de juegos

Más que analizar esquemas de tarificación basados en conceptos de teoría de juegos, en esta sección se hace una revisión crítica de los esfuerzos efectuados por algunos investigadores, a objeto de establecer una metodología de asignación de costos de la red y, en algunos casos, de otros tipos de costos asociados al mercado eléctrico¹⁷, basados en conceptos de teoría de juegos cooperativos. Como ya fue señalado, la teoría de juegos provee de herramientas conceptuales, metodológicas y de modelación interesantes en el ámbito de la interacción de agentes en mercados competitivos y en la resolución de conflictos generados por la interacción de dichos agentes en estos mismos ambientes. Adicionalmente, es conveniente señalar que la teoría de juegos cooperativos es la más indicada para resolver problemas de asignación de costos [Kahan y Rapoport, 1984]. Los mecanismos de solución de juegos del tipo cooperativo tienen buen comportamiento en términos de equidad, eficiencia y estabilidad, cualidades requeridas para la correcta asignación de costos de transmisión [Young, 1994].

En los inicios de aplicaciones de teoría de juegos cooperativos al problema de la asignación de costos al problema eléctrico [Gately, 1970], se utilizan diferentes metodologías de resolución de estos juegos para la repartición de costos entre distintas regiones que requieren suministro eléctrico; si bien no tocan el problema de la transmisión, ésta se encuentra implícita en la resolución del problema.

En [Hobbs y Nelly, 1992], se plantea directamente el problema de la transmisión en el contexto de la políticas de desregulación para el mercado eléctrico en EE.UU. y la tarificación de la transmisión; para ello se sugieren diferentes alternativas de aplicación de teoría de juegos cooperativos, sin concretar en términos prácticos, ninguna propuesta en particular.

¹⁷ Costos de servicios auxiliares (complementarios), de capacidad de transformación, etc..

Entre los desarrollos recientes más destacados en el problema de asignación de costos de transmisión mediante teoría de juegos, se encuentran los desarrollos pertenecientes a [Tsukamoto e Iyoda, 1997], quienes han planteado la asignación de costos de transmisión entre contratos de transacciones bilaterales o *wheeling*, en donde los agentes son los diferentes tipos de contratos de transacciones *wheeling*, cada una de las cuales es caracterizada por un perfil de demanda horario en 24 horas. Como mecanismo de resolución se plantea el camino de la determinación del núcleo mínimo¹⁸, para determinar posteriormente el Nucleolo¹⁹ del juego, solución que es comparada con los métodos de responsabilidad en la demanda de punta del sistema y el método de la demanda no coincidente mediante el método *MW-mile*.

La solución propuesta del Nucleolo, consiste en minimizar la máxima disconformidad de las coaliciones con la asignación de costos resultantes del juego. Si bien se plantea en el trabajo una relación descentralizada entre los agentes o distintas transacciones, no queda claro quién finalmente efectúa los cálculos y determina las asignaciones de costos, ni cuál es el proceso de negociación inherente a este tipo de asignaciones. La aplicación no queda abierta a acceso multilateral a la red, y el ejemplo de aplicación es de una red de seis barras y seis líneas con dos generadores y dos cargas nativas a la cual se le adicionan dos transacciones tipo *wheeling*, con perfiles de carga horaria no muy representativos del funcionamiento normal de un sistema real.

En [Vieira Filho et al., 1997], se plantea una modelación de agentes sobre la base de transacciones *wheeling*, que usa un sistema integrado de transmisión, cuyo objetivo es

¹⁸ En el capítulo 3 se estudian y detallan los conceptos de teoría de juegos cooperativos aplicados al problema de asignación de costos.

¹⁹ Ver capítulo 3, sección 3.6.2.

minimizar los costos asociados para obtener una red mínima que permita sus registros de generación de carga impuestos por las transacciones *wheeling*, sin violar las restricciones de operación impuestas por el sistema eléctrico. El trabajo está orientado a resolver el problema de asignación de costos hundidos de las instalaciones ya existentes y es modelado como un flujo óptimo de potencia. Se presenta la disyuntiva tradicional entre recuperar adecuadamente los costos de las instalaciones existentes o proveer las señales económicas adecuadas para la expansión del sistema. Adicionalmente se trabaja con una red mínima óptima que no es fácil de establecer en la realidad, asimismo no se asegura la recuperación de los costos totales de la red. Se han propuesto ajustes para los excesos de capacidad [Marangon et al., 1998], que podrían combinarse con la propuesta original.

En [PSRI & CEPAL, 1997], los autores estudian la asignación de costos de transmisión entre supuestos usuarios de la red, en base a conceptos de teoría de juegos cooperativos, fundamentalmente valor Shapley y la asignación de Aumann-Shapley; para ello parten de una definición de una función analítica de los costos de la transmisión, que es función de los agentes involucrados (que pudieran ser transacciones tipo *wheeling*) y se procede a ensayar varias formas de repartición de dichos costos²⁰, evaluando la conveniencia de cada una de ellas. Una de las dificultades evidentes del planteamiento es la necesidad de conocer a priori una función de costos basada en las características de agentes involucrados, para poder aplicar al menos la metodología de asignación de Aumann-Shapley.

Otra línea de trabajo muy interesante es la planteada por Contreras y Wu [Contreras y Wu, 1997] para el problema de asignación de costos de expansión del sistema de transmisión, en la cual los agentes son las distintas barras del sistema, que puede tener asociados generadores, cargas y líneas de transmisión. Las coaliciones que se formen deben

²⁰ Costos marginales, incrementales, valor Shapley, asignación Aumann-Shapley.

ser autónomas en términos de expansión, deben contar con al menos un generador, una carga y una línea de transmisión y, de acuerdo a las reglas planteadas en el problema de asignación de costos de expansión, deben cumplir con tener generación igual o superior al consumo, no exceder los límites térmicos de las líneas dentro de la coalición, no deben existir barras aisladas al interior de una coalición.

Determinados los valores de la función característica de cada agente, se plantea un proceso de formación de coaliciones descentralizado, diseñado para la interacción entre usuarios de bases de datos [Shehory y Kraus, 1993, 1998], [Keptchel, 1993] y basado en la determinación de valores Shapley bilateral [Contreras et al., 1998], [Contreras, 1997], con los cuales cada coalición hace una lista de prioridades de asociación para iniciar un proceso de comunicación y negociación entre agentes autónomos. Una vez formada la gran coalición u otra configuración de coaliciones que permita satisfacer en forma óptima la expansión, se procede a buscar los resultados de la asignación, otra vez basados en el valor Shapley bilateral, en un proceso de inducción hacia atrás, que tiene en consideración la estructura de formación de la coalición final y, según esto, se asignan los costos de transmisión a cada agente participante.

Sin lugar a dudas, la forma de enfrentar el problema de los costos de la expansión es novedosa y contempla las etapas señaladas anteriormente, pero a pesar de indicarse que se trata de un proceso descentralizado, el papel del coordinador es muy fuerte, ya que debe autorizar la formación de cada una de las coaliciones posibles, establecer las comunicaciones y supervisarlas, efectuar los cálculos centralizadamente y administrar el proceso de recaudación y pago correspondientes, entre otros. En un ejemplo planteado por los autores (sistema clásico de 6 barras de Garver) existen 18 formas posibles de obtener una configuración de coaliciones finales del juego. Asumiendo que la indiferencia de un agente es posible entenderla como favorable a formar coalición, existen 12 formas distintas de asignar los costos de la expansión

a todos los agentes, lo que deja nuevamente en etapa de negociación la asignación de los costos.

Para la aplicación práctica del proceso de negociación se utiliza el programa COALA e IDEAS [Vielhalk, 1998] diseñado por Mathias Klusch.

Se efectúa una aplicación a un sistema de seis barras [Garver, 1970], pero los resultados, desde el punto de vista lógico, no son muy convincentes, ya que asigna casi nula responsabilidad en los costos de expansión de la red al generador que posee la mayor necesidad de expandir el sistema de transmisión²¹, situación que será analizada en mayor detalle en el capítulo cinco de la presente tesis. Asimismo, la metodología no contempla el despacho económico de las unidades y considera una condición de operación desde el punto de vista de la generación, que pudiera ser no representativa de la realidad. Es convicción del autor que dicha investigación está centrada en las etapas de comunicación y negociación entre agentes, a través de un coordinador, en las cuales el aporte es significativo.

En [Contreras y Wu, 2000] la formulación del problema es similar a la propuesta anterior, pero se innova al proponer un nuevo proceso de negociación entre agentes basado en la teoría del exceso, más específicamente en el kernel²² [Klusch y Shehory, 1996]. La aplicación es nuevamente sobre el sistema de seis barras de Garver y un sistema de mayor número de barras, pero que para efectos prácticos se reduce a 4 coaliciones autónomas que negocian; para las aplicaciones se usa nuevamente el programa COALA e IDEAS, y nuevamente el fuerte aporte en el proceso de negociación es significativo, no así en el comportamiento de los resultados [Zolezzi et al, 2001]. Se plantea la imposibilidad de resolver

²¹ Comunicación privada por parte del autor con los autores de la publicación [Contreras y Wu, 1997].

²² Para una mejor comprensión de la teoría del exceso y el kernel, ver Capítulo 3, sección 3.6.

el problema de los costos hundidos del sistema de transmisión y se destaca la unicidad de la solución del método del kernel frente al valor Shapley bilateral, para el problema de expansión de la transmisión .

El autor ha mantenido permanente contacto con Javier Contreras y su investigación, lo que ha permitido enriquecedoras discusiones y mutuos aportes en el tema.

En [Yeung y Wu, 1999], el proceso es similar al desarrollado por Contreras y Wu, la determinación de los agentes y la modelación de los mismos es diferente, ya que se plantean nudos excluyentes de generadores y cargas unidas por una red, y se asumen funciones de costos de producción a los generadores y de beneficios en el consumo a los consumidores. La modelación de los agentes son procesos de despacho, que se comportan en forma autónoma, racional y cooperativa en un ambiente multiagente de transacciones multilaterales. Con la modelación planteada es posible determinar, por medio de un proceso de optimización (minimización de costos), el beneficio total de cada coalición, que representa la función característica del juego. A partir de ella y usando el valor Shapley bilateral o el estándar de justicia cooperativa C-SOF²³, se inicia el proceso de negociación, lográndose la formación de la gran coalición; también es posible, por medio de un proceso de inducción hacia atrás, ya sea basado en el valor Shapley bilateral o el C-SOF, determinar la asignación de cada agente. Esta última parte no se desarrolla en mayor profundidad en el trabajo. Se incluyen en el desarrollo situaciones que consideran el costo de las líneas de transmisión, por medio de una función de costos lineal, que se agrega a la función objetivo de cada coalición.

El problema planteado es más bien un problema de despacho óptimo y de asignación de beneficios de los agentes más que un problema de asignación de costos de transmisión. Las etapas de determinación de valores característicos, comunicación, cálculo y

²³ Para el caso de cálculos entre pares de coaliciones, entregan los mismos resultados.

negociación, corresponden a una modelación descentralizada de formación de coaliciones de juegos cooperativos con negociaciones bilaterales. Los resultados son limitados ya que la aplicación es muy simple, no hay aplicaciones a sistemas de mayor número de barras y líneas.

Existen otros aportes en materia de procesos de negociación de agentes inteligentes en juegos de mercados [Krishna, 1998a, 1998b], como también aplicaciones de metodologías ya comentadas en [Lo et al., 2000], quienes aplican la propuesta de Tsukamoto e Iyoda, comentada anteriormente, a un sistema de tres barras y tres líneas con distintos tipos de transacciones tipo *wheeling*. Los juegos son resueltos mediante el Nucleolo y el valor Shapley y la repartición en partes iguales entre las transacciones participantes. De la misma forma [Paes de Barros et al., 2000] aplican algunos conceptos de teoría de juegos a la asignación de costos asociados con la reserva de transformación, utilizando para la resolución los mismos métodos de teoría de juegos señalados anteriormente.

Las propuestas conocidas a la fecha en materias de aplicación de teoría de juegos a asignación de costos de transmisión, tal como se puede observar en la revisión efectuada, son de escasa aplicabilidad práctica, fundamentalmente debido a lo reducido del número de agentes considerados y las características físicas y económicas asignadas a los mismos, las cuales no representan las condiciones reales en que operan los diferentes mercados. Por otro lado, la mayoría de las modelaciones han sido construidas condicionadas al caso (red). Por otro lado se han estudiado considerando como base ahorros de costos y no directamente costos. De la misma forma, los resultados obtenidos, no son extrapolables a redes de transmisión más complejas. La presente tesis hace un aporte en este sentido, el que sin lugar a dudas será enriquecido con futuras investigaciones sobre el tema.

2.4 Situaciones de Tarificación de la Transmisión en Algunos Países

En esta sección se analiza la situación de Chile en relación al tratamiento del problema de la transmisión, en aspectos relativos al acceso, retribución, peajes, expansión y propiedad. Cuadros comparativos de estos mismos aspectos entre países se entregan en el Anexo C; de todas formas, para un visión comparada de la regulación de transmisión y de la tarificación de los servicios de transmisión, ver apuntes del curso ‘Regulación y Economía del Transporte de Energía Eléctrica’ del Proyecto CREG (Cooperación para la Reestructuración y Gestión de Sistemas Eléctricos ALURE/97007) dictado en Santiago de Chile en 1999, donde el autor fue instructor de la ponencia de regulación comparada de la transmisión.

2.4.1 Acceso al sistema de transmisión

Las disposiciones legales contenidas en el DFL N° 1/82, [DFL N° 1, 1982] señalan que los propietarios de instalaciones de transmisión están obligados a permitir el acceso abierto, equitativo y no discriminatorio a todos los usuarios.

Esta obligación es para:

- Permitir la conexión de centrales generadoras y de instalaciones de transmisión de otros propietarios a la red existente.

- Permitir el paso de electricidad por la red existente, proveniente de las inyecciones de las centrales de distintas empresas generadoras, y para que éstas puedan dar suministro a sus clientes.

La Ley Eléctrica DFL N° 1/82 no contempló en su comienzo regulaciones especiales para la transmisión, entendiéndose que ésta era una actividad naturalmente ligada a la generación y al desarrollo de las centrales. Posteriormente se concluyó que para permitir y fomentar la competencia entre las distintas empresas generadoras que se habían creado, era necesario garantizar en forma más clara el acceso a los clientes a través de todo el sistema de transmisión. Esto motivó una modificación legal a comienzos de 1990, con esta única finalidad, la que perfeccionó las normas respecto al derecho a servidumbre de uso sobre instalaciones de transmisión y reguló las modalidades de cobro por el uso de terceros de este tipo de instalaciones.

Para hacer efectivo el acceso abierto a los sistemas de transmisión, el DFL N° 1/82 establece en su Artículo 51 las siguientes reglas:

Si las instalaciones que se deseen utilizar tuvieren capacidad suficiente para soportar el uso adicional, el interesado deberá indemnizar a su propietario por sus costos de inversión, a prorrata de la potencia máxima transitada por el interesado respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios de dichas instalaciones.

El interesado, en caso necesario, aumentará la capacidad de las instalaciones, a su costa, y según las normas e instrucciones del dueño de éstas.

En septiembre de 1998, entró en vigencia el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, Decreto Supremo N° 327 de Minería [DS 327, 1998], que complementa la interpretación de las reglas a través de una normativa más detallada en los siguientes aspectos:

- El interesado en hacer uso de la servidumbre de paso deberá solicitar al propietario la información relativa a la capacidad de sus instalaciones para soportar el uso adicional solicitado (Artículo 77, inciso 2° del DS 327/98).
- El propietario debe informar sobre la capacidad disponible en el plazo de 30 días (Artículo 77, inciso 3° del DS 327/98). Este informe debe estar respaldado por un informe del CDEC, indicando la capacidad física efectivamente utilizada a la fecha del informe (Artículo 78 del DS 327/98).
- En caso de informarse que no existe capacidad disponible, el informe señalará las normas e instrucciones para la ejecución de las obras e instalaciones complementarias que el interesado deberá efectuar para ampliar la capacidad (Artículo 77, inciso 4° del DS 327/98).

Se concluye de lo anterior que el marco regulatorio actual contiene un conjunto de disposiciones tendientes a garantizar el libre acceso, en términos competitivos de mercado, tanto al segmento de generación como al de transmisión.

En materia de transmisión, cualquier interesado puede construir nuevas instalaciones de transporte y transformación e interconectarlas con instalaciones de terceros, ya sea para inyectar potencia de nuevas centrales o para retirar potencia para suministro a clientes, haciendo uso del derecho de servidumbre de paso de energía eléctrica establecido en la Ley. El derecho a la interconexión de las nuevas instalaciones al sistema existente y a ejercer el derecho de servidumbre respecto de ellas, se puede ejercer plenamente, sin perjuicio de acciones judiciales pendientes (Artículo 82 del Reglamento Eléctrico).

En consecuencia, ninguna empresa de generación o de transporte puede impedir o dificultar en términos no competitivos que nuevos actores ingresen al negocio, ni que sus actuales competidores desarrollen nuevas inversiones si así lo estiman conveniente.

2.4.2 Retribución al sistema de transmisión

La determinación de los precios aplicables por el uso del sistema de transmisión por parte de los interesados en imponer servidumbres de paso de energía eléctrica, se encuentra contenida en el Artículo 51 del DFL N° 1/82, sus modificaciones mediante la ley 18.922 de 1990 y las complementaciones normativas incorporadas en los Párrafos 4 al 6 del Capítulo 6 del Reglamento Eléctrico, DS N° 327/98.

De acuerdo a lo señalado anteriormente, el Artículo 51 C del DFL N° 1/82 define la retribución del transmisor como la suma del ingreso tarifario y el peaje, básico o adicional. El concepto de peaje surge como consecuencia de las economías de escala que presentan los sistemas de transmisión, cuyos costos totales no son retribuidos completamente mediante la aplicación de la tarificación a costo marginal, utilizada en el negocio de generación. Por esta razón, el ingreso esperado en cada tramo del sistema de transmisión, producto de la valorización a costo marginal de las inyecciones y retiros del tramo, denominado ingreso tarifario (IT), no alcanza a cubrir los costos medios de la transmisión, caracterizados por la anualidad del valor nuevo de reemplazo (AVNR) más los costos de operación y mantenimiento (COyM), y debe ser complementado mediante un valor denominado ‘peaje’. El peaje se paga a prorrata de la potencia máxima transitada por cada usuario, respecto de la potencia máxima transitada por todos los usuarios, incluido el dueño de las instalaciones de transmisión.

Según establece el DFL N° 1/82, los peajes se acuerdan bilateralmente entre el generador y el transmisor, de acuerdo con un proceso detallado para tal efecto, que se explica en el punto 4.2. En caso de controversias, la ley establece el mecanismo de tribunales arbitrales.

Con el objeto de disminuir la ambigüedad en los criterios a aplicar en la determinación de los peajes, el Reglamento Eléctrico incorporó precisiones adicionales a la ley, que en principio acotan con mayor precisión la forma de determinar los peajes y otorga mayor transparencia y fluidez a su cálculo. Debido a la entrada reciente de la norma reglamentaria, aún no ha podido constatarse su efectividad. No obstante, los diferentes arbitrajes habidos en los últimos años también pueden ser una referencia complementaria valiosa para la compleja tarea de determinar la retribución equitativa del transmisor.

El Artículo 51 C del DFL N° 1/82 en su inciso primero, señala que el uso de las líneas y subestaciones de transmisión por terceros da derecho al propietario de las líneas y subestaciones involucradas a percibir una retribución constituida por el ingreso tarifario, el peaje básico y, cuando corresponda, el peaje adicional. Cada uno de estos componentes se calcula y percibe por la empresa de transmisión, según se explica a continuación.

2.4.2.1 El ingreso tarifario (IT)

Es la cantidad que tiene derecho a percibir el propietario de las líneas y subestaciones involucradas, por las diferencias que se produzcan en la aplicación de los precios de nudo de electricidad que rijan en los distintos nudos del área de influencia, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dichos nudos (Art. 51 C del DFL N° 1/82).

El ingreso tarifario, para los efectos de determinar los peajes a pagar, se estima en su valor para los próximos cinco años, en base a los precios de nudo vigentes a la fecha de determinación del peaje, en condiciones normales de operación esperadas (Art. 51 C, inciso 3° del DFL N° 1/82).

Las inyecciones y retiros operan como si fueran verdaderas compras y ventas de electricidad (energía y potencia) entre los generadores y líneas de transmisión y entre estas últimas, en cada barra donde se producen transferencias entre integrantes del CDEC, valorándose las inyecciones como si fueran ventas, y los retiros como compras del sistema. Mensualmente se liquidan, entre los integrantes del CDEC, los movimientos del mes, en relación a transferencias de energía, anotándose con signo positivo las inyecciones (ventas) y con signo negativo los retiros (compras), valorándose por el costo marginal instantáneo correspondiente (Artículo 265 del DS N° 327/98). Las transferencias de potencia de punta se valorizan al 31 de Diciembre de cada año y se pagan en 12 mensualidades. Este cálculo es reliquidable al término del período anual (Artículo 260 del DS N° 327/98).

El hecho de que las transferencias de potencia y energía se paguen entre generadores y líneas de transmisión al costo marginal, hace que se produzca una diferencia, a veces considerable, entre lo que la empresa de transmisión recibe del CDEC por valorización de ingresos reales por tramo (VIRT), con lo que el transmisor tiene derecho a percibir por iguales transferencias como ingreso tarifario a precio de nudo.

La empresa transmisora no recibe por completo el ingreso tarifario de parte del CDEC cuando el costo marginal instantáneo de la energía y la potencia es inferior al precio de nudo, y en caso contrario recibe un valor excesivo. Dado que los generadores deben pagar directamente al transmisor el peaje básico o adicional, según corresponda, y al hacerlo descuentan completamente los ingresos tarifarios a su valor estimado para los próximos cinco

años (Art. 51 C, inc. 3° del DFL N° 1/82), es necesario que se efectúe una reliquidación anual entre el transmisor y el generador para igualar lo que el transmisor recibe en el CDEC a cuenta de ingreso tarifario, y la cantidad que el generador descuenta como ingreso tarifario, a fin de que el transmisor reciba la retribución que le asigna la ley y no menos o más, de parte del generador. Este mecanismo de reliquidación no está explícito en la ley ni en su reglamento.

2.4.2.2 El peaje básico

Es la anualidad o pago anual, correspondiente a la sumatoria de los costos de operación y mantenimiento (COyM), y de inversión (AVNR) en las líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas en el área de influencia correspondiente, deducido el monto correspondiente al ingreso tarifario anual (Art. 51 C, inc. 3° del DFL N° 1/82). Para determinar la anualidad del valor nuevo de reemplazo, se considerará una vida útil no inferior a 30 años y una tasa de actualización igual a la última que se hubiere utilizado para el cálculo de los precios de nudo a que se refiere el Artículo 99 de la ley (Art. 51 F, inc. 8° del DFL N° 1/82).

Para efectos de su deducción, el ingreso tarifario se estima para un período de cinco años sobre la base de los precios de nudo vigentes a la fecha de determinación del peaje (Art. 51 C, inc. 3° del DFL N° 1/82).

Luego, el peaje básico queda dado por la expresión:

$$\text{Peaje} = \text{AVNR} + \text{COYM} - \text{IT} \quad (2.1)$$

Una vez calculado el peaje básico respecto de las correspondientes instalaciones involucradas, éste se proratea entre los usuarios según la potencia máxima transitada por cada

usuario, respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios, incluido el dueño de las líneas y demás instalaciones referidas (Art. 51 C, inc. 4° del DFL N° 1/82).

La retribución a prorrata del costo de la transmisión permite que todos los usuarios reciban los beneficios económicos de las economías de escala de la transmisión.

2.4.2.3 El peaje adicional

Se calcula de la misma forma que el peaje básico, sólo que se refiere a las líneas e instalaciones involucradas que utilice el generador para comercializar su energía y potencia fuera del área de influencia de su central (Art. 51 E del DFL N° 1/82).

2.4.2.4 Determinación de la Retribución del Transmisor

De acuerdo con el Artículo 51 A del DFL N° 1/82, las partes pueden convenir los pagos por el uso del sistema de transmisión. A falta de acuerdo entre las partes, rigen las disposiciones de la ley contenidas en los Artículos 51 y 51 B al 51 E del DFL N° 1/82 que establecen las reglas para determinar la retribución.

En primer lugar, se debe determinar el área de influencia de la central generadora que desea hacer uso del sistema de transmisión. El área de influencia de una central generadora es el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico que esté directa y necesariamente afectado por las inyecciones de potencia y energía de esa central (Art. 51 B, inc. 2° del DFL N° 1/82).

Una vez establecida el área de influencia del generador según los parámetros que señala la ley, se pueden calcular los ingresos tarifarios correspondientes a las instalaciones que en ella se incluyen, así como los AVNR y COyM de las mismas instalaciones. También se puede establecer la prorrata del uso de esas instalaciones, con lo cual se pueden conocer

todos los elementos que conforman el peaje de un generador determinado para dicha área de influencia, a saber:

$$\text{Peaje del Generador} = (\text{AVNR} + \text{COyM} - \text{IT}) * \text{Prorrata} \quad (2.2)$$

Sin embargo, existen varios elementos que producen el alejamiento de esta ecuación económica del ideal, lo que afecta negativamente los ingresos del transmisor, y por ende, aumentan el riesgo de la recuperación completa de los costos de inversión y operación. Visto de otra forma, el inversionista no tendrá un retorno de 10% antes de impuestos, como lo establece en teoría la regulación de la actividad de transmisión, sino que tendrá uno menor.

2.4.3 Determinación de los peajes de la red de transmisión

El Artículo 51 F del DFL N° 1/82 establece el proceso de comunicación formal entre el interesado en constituir una servidumbre de paso sobre instalaciones de transmisión y los propietarios de esas instalaciones. Este proceso consta de las siguientes etapas:

- El cálculo de las indemnizaciones y de los peajes básico y adicional y sus fórmulas de reajuste, que deben ser propuestos por el propietario de las líneas y subestaciones involucradas por el interesado en hacer uso de éstas.
- La proposición será acompañada de un informe detallado que justifique los valores propuestos. Los plazos para presentar la proposición y el informe son de 60 días en el caso de peajes básicos y de 30 días en el caso de peajes adicionales, respecto de la fecha de la respectiva solicitud.
- El interesado puede formular sus observaciones a la proposición y a su informe dentro de los 30 días de su presentación.

- El interesado puede solicitar aclaraciones y requerir antecedentes adicionales, ante lo cual el propietario tiene un plazo de 10 días para responder, término en el que se amplía el plazo del interesado para formular sus observaciones.
- Si el interesado no formula observaciones en el plazo de 30 días, se entiende que acepta la proposición del propietario y el valor de los peajes.
- Una vez que el interesado formula sus observaciones, las partes cuentan con un plazo de 30 días para convenir los montos de los peajes y su reajustabilidad.
- Luego de transcurrido ese plazo sin que se logre acuerdo, cualquiera de las partes puede solicitar la fijación de esos valores al tribunal arbitral que se establece en el Artículo 51 G del DFL N° 1/82.

Adicionalmente, el Reglamento Eléctrico (DS N° 327/98) incorpora la creación de una Dirección de Peajes, dependiente del CDEC (Artículo 173 del DS N° 327/98), que conlleva el establecimiento de una serie de obligaciones que tienen por objeto efectuar una mayor participación de ese organismo, destinada a garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión. Con este objeto tiene funciones (Artículo 182 del DS N° 327/98) aplicables a los sistemas de transmisión coordinados por el CDEC, las que se detallan a continuación:

- Establecer y proyectar anualmente, para un período de 5 años y con fines indicativos, la capacidad disponible y el uso adicional máximo de los sistemas de transmisión.
- Definir y proponer al Directorio del CDEC, las instalaciones involucradas en el área de influencia de cada una de las centrales generadoras coordinadas por el CDEC.

- Solicitar a los propietarios los antecedentes de valores nuevos de reemplazo y costos de operación y mantenimiento de cada uno de los tramos de instalaciones de transmisión, y recibirlos.
- Proyectar los ingresos tarifarios en todas las instalaciones de transporte.
- En base a los antecedentes anteriores aplicables, efectuar el cálculo de peajes adicionales unitarios.

- En base a los antecedentes anteriores aplicables, efectuar el cálculo de peajes básicos unitarios.

2.4.4 Expansión de la red de transmisión

En Chile, la responsabilidad de la planificación del sistema de transmisión está en manos del mercado. Cualquiera puede invertir en los diversos segmentos del negocio de transmisión. La CNE²⁴ tiene la responsabilidad de preparar un plan de obras de generación y transmisión que sólo tiene carácter indicativo, y se utiliza para el cálculo de precios de nudo semestrales. Son los agentes del mercado (generadores, transmisores o distribuidores) los que realizan un proceso de planificación de la expansión del sistema de transmisión, caso a caso, con un enfoque estratégico de negocios, donde el objetivo es anticipar eventuales restricciones de capacidad que pudieran afectar sus intereses en el mercado, tener preparados sus estudios y proposiciones para negociar con los demás agentes las ampliaciones más convenientes y definir las inversiones correspondientes antes de decidir la construcción de una ampliación del sistema. En resumen, la planificación obedece a mecanismos de mercado, y la legislación tiene por objeto garantizar que estos mecanismos funcionen efectivamente.

²⁴ Comisión Nacional de Energía, entidad reguladora del sector eléctrico según DFL N° 1/82.

2.4.5 Entrada al negocio de la transmisión

Una nueva empresa de transmisión puede entrar al negocio; se requiere concesión sólo si se utilizan bienes de uso público o se desea imponer servidumbre de paso. La concesión es otorgada por el Ministerio de Economía.

Para líneas establecidas mediante concesión existe la obligación de dar acceso a terceros, si existe capacidad.

2.4.6 Propiedad en el negocio de la transmisión

No existe restricción para la propiedad del sistema de transmisión. La propiedad del sistema de transmisión en Chile es compartida, siendo el principal actor Transelec S.A.

No existe restricción para invertir en transmisión. No es incompatible la propiedad de la transmisión con otros segmentos del sector eléctrico.

Independiente de lo anterior, procesos que tuvieron lugar bajo la legislación antimonopolios imperante en Chile, llevaron a recomendar la separación propietaria del principal sistema de transmisión, como requisito para una mejor competencia en el mercado de generación. Esto se concretó con la venta en el año 2000 de la empresa Transelec S.A. por parte de Enersis S.A. a la empresa canadiense Hidro Québec.

2.4 Propuestas Actuales

En Chile, durante los últimos años, se han planteado ajustes al marco regulatorio de la Industria Eléctrica, vigente desde 1982. Se conocen por un lado el anteproyecto de ley

del año 2000, elaborado por la CNE y por otro, el proyecto de ley corta del año 2001 elaborado por el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción.

Ambos proyectos pretenden aportar en la solución del tratamiento y remuneración de la transmisión. El anteproyecto de ley del año 2000, consideraba una reforma estructural del sector eléctrico nacional, en cambio, el proyecto de ley corta intenta resolver problemas puntuales, como ser el tema de la transmisión, el desabastecimiento energético y algunos aspectos relativos a servicios complementarios.

Ninguno de los proyectos mencionados ha sido presentado a la fecha al organismo legislativo correspondiente para su discusión y/o aprobación.

2.5.1 Anteproyecto de ley 2000

El anteproyecto plantea una reforma estructural a la Industria Eléctrica nacional, estableciendo como base del mercado eléctrico un mercado de contratos y una bolsa de energía de excedentes, junto con la introducción de la figura de los comercializadores mayoristas y minoristas. Adicionalmente rebajaba, por etapas a lo largo de un período de 5 años, el requerimiento para ser considerado cliente libre desde 2000 KW a 500 KW. Se creaba un operador independiente del sistema, denominado OSIS, y se modificaba la forma de entender y gestionar el negocio de la transmisión, lo que será detallado a continuación.

Se considera al servicio de transporte de energía eléctrica, tanto a través de redes de transporte como de distribución, como servicio público eléctrico en régimen de acceso libre por parte de los agentes del mercado eléctrico.

Se define, para redes de tensión mayor de 23 KV, un Sistema de Transmisión Troncal (STT) y un Sistema de Transmisión Adicional (STA). El STT es aquél considerado imprescindible para la existencia del mercado, definido por el regulador y en el cual los propietarios de las instalaciones no pueden negar el acceso a los agentes del mercado aduciendo razones de capacidad. Por otro lado, el STA está constituido por las instalaciones de inyección o retiro de energía y/o dedicadas, incluyéndose en ellas las instalaciones de subtransmisión, en las cuales, si existe capacidad técnica de transporte, el propietario de las instalaciones no puede negar el acceso a los agentes del mercado.

Se establece que las empresas que posean concesiones de servicio público de distribución y las empresa de transmisión tendrán giro exclusivo.

La calificación de instalaciones del STT y STA sólo podrá ser modificada, en cuanto a incorporación o retiros, por el Ministerio mediante un Decreto Supremo, conforme con lo que señale el Reglamento respectivo.

La participación accionaria individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, en empresas operadoras y propietarias de instalaciones pertenecientes al STT, se limitará a un máximo del 8%. La participación accionaria conjunta de empresas generadoras y comercializadoras en las empresas operadoras y propietarias del STT, no podrá exceder el 40% del capital total. Por su parte el giro de las sociedades operadoras y propietarias del STT no podrá incluir la generación y comercialización de electricidad.

Se establece el cargo de transmisión, el cual se descompone en un pago contratado de transmisión, que tiene por objeto remunerar la inversión y que se cobra por el uso comercial del sistema de transmisión, y un cargo operativo de transmisión, el que tiene por

objeto remunerar por el uso físico de la red. Algunas características de este cargo de transmisión son:

- Todo consumidor que retire electricidad desde un sistema eléctrico interconectado en razón de sus contratos de suministro, hace uso del STT y de los STA necesarios, debiendo pagar un cargo de transmisión establecido en sus contratos de suministro de energía.
- El cargo de transmisión debe reflejar los costos de transmisión en que incurre el comercializador o el distribuidor para entregar la energía en el punto de retiro del cliente final.
- El cargo de transmisión que cobrarán las distribuidoras a sus clientes regulados deberá ser, como máximo, equivalente al promedio del costo total de transmisión en que incurre la distribuidora, en razón de sus contratos de transmisión para transportar la energía retirada en cada punto de retiro de sus clientes.

Como parte de la discusión pública planteada por la Comisión Nacional de Energía a los actores interesados en los temas del anteproyecto, surgieron ajustes a la tarificación de la transmisión y otros aspectos considerados en el anteproyecto, los que no lograron plasmarse en un documento definitivo, no conociéndose a la fecha el destino de la iniciativa.

2.5.2 Ley corta

Los principales contenidos de la ley corta planteada por el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, hecha pública en Agosto del 2001, dicen relación con

modificaciones a la regulación de transmisión, introducción del concepto y valorización de los servicios complementarios y la delegación de la capacidad de licitar turbinas en el Gobierno.

En lo relativo a la transmisión, el proyecto de ley corta propone reconocer tres sistemas: el primero corresponde al Sistema Troncal, constituido por las instalaciones esenciales para el desarrollo de la competencia en el mercado de energía, bajo condiciones de operación a mínimo costo y en el cual los propietarios no podrán negar acceso aduciendo razones de capacidad; este sistema es definido, previo estudio, por el regulador. El segundo es el Sistema de Subtransmisión, constituido por las instalaciones destinadas a la inyección de electricidad a los distribuidores e instalaciones consideradas esenciales para que terceros tengan acceso a los consumidores no regulados, en las cuales si existe capacidad técnica determinada por el CDEC no se podrá negar el acceso a los agentes del mercado. Por último, el Sistema Adicional, constituido por todas aquellas instalaciones que no forman parte de los dos sistemas anteriores, el cual se rige por contrato privado entre las partes.

La remuneración de la transmisión del sistema troncal considera los costos de inversión AVNR y de operación y mantención COyM de las instalaciones, en base a un estudio independiente el que determinará el valor por tramo de las instalaciones. De las indicaciones para la realización de dicho estudio, incluidas en el proyecto, se desprende el concepto de planificación de la expansión centralizada dado que éste, tendrá como objetivo la identificación de las ampliaciones futuras en los sistemas de transmisión troncal que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, conforme a las condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio establecidas en el reglamento y por las normas técnicas respectivas, a partir de minimizar 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. El estudio se basará en una planificación de a lo

menos 10 años, y deberá especificar las ampliaciones necesarias para los siguientes cuatro años.

La tarificación está constituida por el ingreso marginal por tramo, más un peaje complementario en función del uso, donde los generadores deben pagar el 50% de dicho peaje por inyecciones de energía, y los consumidores (distribuidores y grandes clientes) el otro 50% por retiros de energía.

El sistema de subtransmisión y el adicional no quedan sometidos a fijación de precios, y el que inyecte o retire energía deberá pagar los costos de transmisión.

Como se señalaba al inicio de esta sección, ninguno de estos proyectos ha sido presentado a las instancias legislativas correspondientes, sin embargo el problema de la regulación de la transmisión, especialmente lo relativo a la tarificación del segmento, es un problema que está vigente, para el que las soluciones propuestas no concitan el consenso de los diferentes actores del mercado eléctrico chileno.

La propuesta de la presente tesis entrega una visión diferente, moderna y consecuente con una concepción de uso físico y económico del sistema de transmisión por parte de los agentes usuarios del mismo. Es así como se espera, por medio del presente documento, hacer un aporte a los diferentes actores interesados en conocer alternativas de tarificación de la transmisión distintas a las tradicionales, de modo de contribuir a la formación de juicios más completos y objetivos sobre el problema. De particular interés puede ser la utilización de las metodologías de juegos cooperativos propuestas, tanto para el proceso de análisis de la expansión del sistema de transmisión como para la asignación de la responsabilidad de su funcionamiento.

Por otra parte, la metodología propuesta puede ser adaptada sin mayores complicaciones para establecer distintas proporciones para compartir los pagos entre los distintos actores del mercado, como ser, la modalidad propuesta en el anteproyecto de ley que asigna responsabilidad en un 50% a los generadores y en un 50% a los consumidores.

III. CONCEPTOS DE TEORÍA DE JUEGOS COOPERATIVOS APLICADOS A LA PROBLEMÁTICA DE LA ASIGNACIÓN DE COSTOS DE LA TRANSMISIÓN

3.1 Resumen

En este capítulo se presentan aspectos importantes de la teoría de juegos cooperativos y de formación de coaliciones necesarios para la cabal comprensión de las propuestas planteadas en los siguientes capítulos de la presente tesis.

Se ha hecho un especial esfuerzo en plantear la revisión desde una perspectiva del problema de asignación de costos y no del reparto de beneficios, por ser más representativa y útil para la comprensión de la propuesta de asignación de costos planteada en la presente tesis. Asimismo se contribuye a dar una visión distinta a la tradicional del enfoque de los distintos conceptos y metodologías de la teoría de juegos cooperativos.

3.2 Introducción

La teoría de juegos se ha transformado en los últimos años en la forma de análisis más usada en el estudio de interacciones estratégicas entre dos o más agentes que participan de un mercado, constituyéndose en la disciplina del ámbito económico en la que más publicaciones han surgido en los últimos 15 años. Es así como en los años 1994, Nash, Harsanyi y Selten, y 1996 Mirrless y Vickrey, eminentes investigadores relacionados con teoría de juegos, han obtenido el premio Nobel de Economía.

La teoría de juegos provee de herramientas conceptuales, metodológicas y de modelación interesantes en el ámbito de la interacción de agentes en mercados competitivos y en la resolución de conflictos generados por la interacción de dichos agentes en estos mismos ambientes. Es así como la teoría de juegos no cooperativos es la más recomendada para situaciones de interacciones competitivas, del mismo modo como la teoría de juegos cooperativos es la más indicada para situaciones donde la cooperación y la coordinación entre los agentes del mercado son necesarias, siendo la más recomendada para ayudar a resolver problemas de asignación de costos.

La teoría de juegos cooperativos ha sido aplicada a problemas de asignación de costos [Gately, 1974], [Young et al., 1982], y las diversas soluciones propuestas para tales juegos se pueden interpretar como soluciones alternativas a un problema de asignación de costos. Las dos mayores clases de problemas de asignación de costos dicen relación con los costos conjuntos y los costos comunes; los primeros tienen relación con aquellas situaciones donde los costos de producción no corresponden a una función separable del conjunto de productos. La no separabilidad de la función de costos y la producción conjunta producen ahorros que se caracterizan a menudo como economías de ámbito. Los costos comunes se aplican a situaciones donde el costo de producción se define sobre un solo producto que es usado por múltiples usuarios. En este caso se producen ahorros que se caracterizan como economías de escala. Estas dos situaciones están presentes en el problema de la transmisión eléctrica.

El presente capítulo pretende hacer una revisión de los principales conceptos y metodologías usados en la teoría de juegos cooperativos, así como también la teoría de formación de coaliciones entre agentes de un determinado mercado, desde la perspectiva de los problemas de asignación de costos y, más específicamente, en aquellas situaciones en las que las funciones de costos representativas de los costos a asignar no presentan una forma

analítica conocida o posible de conocer. Ésta es precisamente la situación de la problemática de asignación de costos en los servicios de transmisión. La mayoría de los textos modernos de teoría de juegos dedican sus esfuerzos a la teoría de juegos no cooperativos, sin embargo, es posible encontrar material en teoría de juegos cooperativos orientado a reparto de beneficios o ganancias conjuntas en publicaciones y en algunos textos sobre el tema. Sin embargo, específicamente sobre la asignación de costos, en la perspectiva de teoría de juegos y de formación de coaliciones, el material es más escaso, lo que junto con la necesidad de detallar las bases conceptuales en que se basa la investigación propuesta en esta tesis, justifica su presentación en este capítulo.

3.3 Conceptos Básicos

El primer concepto que debe ser considerado es el de jugador o agente del juego y que corresponde a una entidad capacitada para tomar decisiones en forma autónoma, en base a un interés unitario que motiva sus decisiones [Kahan y Rapoport, 1984]. Estas entidades incorporan organismos de decisión, gestión, evaluación y desempeño; tienen metas, toman acciones, decisiones y poseen preferencias respecto de las posibles situaciones resultantes del desarrollo del juego. Es así como ellas podrían ser proyectos, productos, servicios, empresas, productores, consumidores, organizaciones de todo tipo, naciones, etc.

Se consideran juegos con un número finito N de jugadores, normalmente pequeño, que pueden actuar solos o agrupados en *coaliciones*, en base a negociaciones de cooperación o coordinación de esfuerzos, de mutua conveniencia para los integrantes de la coalición, los cuales no podrían ser obtenidos de manera garantizada si actúan separadamente.

Matemáticamente, una coalición S es un subconjunto del conjunto de jugadores N participantes en el juego. La formación de una coalición requiere del acuerdo de cada uno los jugadores de S y no exige acuerdo de los jugadores que no están en S , es decir, aquellos que pertenecen al subconjunto $(N - S)$; de la misma forma no están permitidos los acuerdos entre jugadores de S y cualquier miembro de $(N - S)$.

La coalición formada reúne las mismas condiciones que si fuera un jugador individual, es decir, es autónoma y está capacitada para tomar decisiones en base a un interés unitario que motiva sus decisiones. De esta forma, se podrán formar diferentes coaliciones en un juego de N jugadores, destacando entre ellas: las coaliciones individuales, es decir, las formadas por un solo jugador; la coalición vacía que no tiene jugadores y la *gran coalición*, que agrupa a la totalidad de los jugadores que participan en el juego.

Una *estructura de coaliciones* d describe cómo los jugadores de un determinado juego, se agrupan en coaliciones mutuamente exclusivas y excluyentes en forma exhaustiva. El conjunto de las m coaliciones formadas será:

$$d = \{S_1, S_2, \dots, S_m\} \quad (3.1)$$

donde d es una partición de N que satisface tres condiciones:

$$S_j \neq \phi, J = 1, \dots, m \quad (3.2)$$

$$S_i \cap S_j = \phi, \forall i \neq j \quad (3.3)$$

$$\cup S_j = N, \forall S_j \in d \quad (3.4)$$

Las ecuaciones anteriores indican que cada jugador está en una y solamente una de las m coaliciones no vacías dentro de la estructura de coalición, lo que implica que todos los miembros de una coalición están conectados entre sí, pero no a alguno que no esté en la coalición.

Así, para un juego de tres jugadores, $N = \{A,B,C\}$, existen 2^3 coaliciones posibles: $\{A\}$, $\{B\}$, $\{C\}$, $\{\emptyset\}$, $\{AB\}$, $\{AC\}$, $\{BC\}$ y $\{ABC\}$. De la misma forma, existen 5 estructuras de coaliciones posibles: $d_1 = [\{A\}, \{B\}, \{C\}]$; $d_2 = [\{AB\}, \{C\}]$; $d_3 = [\{AC\}, \{B\}]$; $d_4 = [\{BC\}, \{A\}]$; $d_5 = [\{ABC\}]$.

Un juego termina en un resultado, salida, pago o asignación para cada uno de los jugadores participantes, de modo que cada jugador i recibe un pago x_i . El conjunto de pagos de todos los jugadores se expresa como un vector de pago o función de pago.

$$\mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (3.5)$$

Para todos los efectos prácticos, se consideran los pagos expresados en unidades monetarias, teniendo presente que la utilidad del dinero para cada jugador está fija en un determinado juego y todos los jugadores prefieren más dinero a menos dinero [Kahan y Rapoport, 1984].

Se considera que los jugadores, como tomadores individuales de decisiones, son racionales, es decir maximizan su utilidad, o sea el dinero. Pero cuando deben negociar y formar coaliciones se introducen normas sociales por la vía de la interacción, las que limitan la maximización.

En los juegos cooperativos, los jugadores pueden entrar en acuerdos de compromiso y colaboración con otros jugadores, por lo tanto, las negociaciones son obligatorias, lo que implica que existe un período de comunicación antes del juego. Los mensajes de comunicación antes del juego son transmitidos sin distorsión al destinatario.

3.4 Función Característica, Pagos Laterales y Configuración de Pagos

Definidos algunos conceptos básicos, es posible plantear la modelación usada en teoría de juegos cooperativos, orientados a la resolución de problemas de asignación de costos entre los distintos jugadores participantes en un juego determinado.

3.4.1 Función característica

Un juego cooperativo de asignación de costos de N jugadores en forma de función característica, corresponde al par (N, c) ; donde $N = (A, B, \dots, n)$ es el conjunto de jugadores y c es una función de valores reales definida para los subconjuntos de N y que se denomina *función característica* del juego.

La función característica asigna un valor real $c(S)$ a cada subconjunto S de jugadores, que corresponde al costo en dinero para la coalición S cuando sus miembros actúan juntos y forman la coalición sin la colaboración de otros jugadores que no están en S .

El valor de la coalición vacía es nulo; $c(\emptyset) = 0$

El valor de toda coalición es en dinero, y los jugadores prefieren menores costos a mayores costos, dado que prefieren más a menos dinero.

$c(S)$ es distribuido entre los miembros de S de alguna forma acordada entre los participantes de S .

La función característica c es conocida por todos los jugadores, es decir, todo acuerdo relativo a la formación de la coalición y la distribución de su valor son conocidas por los N jugadores tan pronto como se efectúan.

De no especificarse otra cosa, solamente la función característica influencia la afinidad de unos jugadores con otros.

Teóricamente toda coalición no vacía puede formarse, pero sólo se forman aquellas coaliciones que recompensan a sus miembros.

3.4.2 Simetría y atractibilidad

3.4.2.1 Simetría

Dos jugadores son simétricos si para todas las coaliciones en que ambos participan, se cumple que:

$$V(S \cup \{i\}) = V(S \cup \{j\}) \quad \forall S \subset N \text{ tal que } i, j \notin S \quad (3.6)$$

La simetría representa un sentido de igualdad o sustitución de jugadores.

3.4.2.2 Atractibilidad

El jugador i es más deseable que el jugador j si:

$$c(S \cup \{i\}) \leq c(S \cup \{j\}) \quad \forall S \subset N \text{ tal que } i, j \notin S \quad (3.7)$$

con desigualdad estricta para al menos una coalición S .

Si el jugador i es sustituto de j en alguna coalición, entonces el valor de la coalición no aumenta, y al menos en un caso, disminuye.

3.4.2.3 Subaditividad

Una característica importante en los problemas de juegos de asignación de costos es la subaditividad de la función característica [Young, 1994], es decir:

$$c(S \cup T) \leq c(S) + c(T); \forall S, T \subseteq N \text{ tal que } S \cap T = \emptyset \quad (3.8)$$

El valor de una coalición de coaliciones separadas debe ser, como máximo, equivalente a la suma de sus valores individuales.

3.4.2.4 Monotonicidad

Los costos se mantienen o aumentan en la medida que se agregan más jugadores a una coalición, es decir:

$$c(S) \leq c(S + \{i\}) \quad (3.9)$$

3.4.2.5 Juegos esenciales y no esenciales

Un juego es no esencial si se cumple:

$$c(S \cup T) = c(S) + c(T); \forall S, T \subseteq N \text{ tal que } S \cap T = \emptyset \quad (3.10)$$

Es decir, en un juego no esencial no existe incentivo para alguna coalición, incluyendo las coaliciones individuales, para fusionarse y formar otras coaliciones. De la misma forma, se puede asegurar que no existe razón alguna por la cual no pueda formarse una coalición en este tipo de juegos.

Todo juego que no es esencial es un juego esencial.

Un juego esencial es aquel en donde existe al menos una coalición que puede mejorar la asignación a sus miembros, y uno no esencial aquél en que no existe dicha coalición.

3.4.3 Pagos laterales

Corresponde a la transferencia de pagos desde un miembro de una coalición a otro y son realizados para asegurar la cooperación. Representan el medio formal por el cual los miembros de una coalición pueden repartirse el valor de su coalición.

3.4.4 Configuración de pagos

Es la forma como se expresa una salida, resultado o solución de un juego [Kahan y Rapoport, 1984]. Está compuesta por dos componentes: el vector de pagos, que indica la asignación de costos en dinero a cada jugador del juego y la estructura de coalición que especifica cuáles coaliciones fueron formadas para obtener el resultado final del juego.

La configuración de pago PC corresponde a un par:

$$(\mathbf{x} ; \mathbf{d}) = (x_A, x_B, \dots, x_N; S_1, S_2, \dots, S_m); \quad m \leq n \quad (3.11)$$

donde :

\mathbf{x} : es el vector de pago o asignaciones.

\mathbf{d} : es la estructura de coalición.

Resumiendo, el par (N, c) define un juego en el que N corresponde al conjunto de jugadores y c es la función característica de dicho juego.

El par $(\mathbf{x}; \mathbf{d})$ define una configuración de pago, donde \mathbf{x} es el vector de pago y \mathbf{d} la estructura de coaliciones.

$$x(S_j) \equiv \sum_{i \in S_j} x_i = c(S_j) \quad \forall j = 1, 2, \dots, m. \quad (3.12)$$

Cada coalición propuesta o formada repartirá ni menos ni más que su valor a sus miembros.

3.5 Núcleo, Conjunto Estable, y Conjunto de Negociación

En un juego cooperativo de asignación de costos con pagos laterales, el comportamiento de los jugadores, como ya se ha señalado, será racional; es decir, maximizarán su utilidad, en el sentido que formarán coaliciones en la medida que esto les favorezca. De este modo, al final del juego, sin importar la configuración final de coaliciones, los jugadores no aceptarán asignaciones de costos mayores a sus costos individuales. De la misma forma, la asignación de costos totales de todos los jugadores deberá corresponder exactamente a los costos que se deben repartir, ya que ningún jugador está dispuesto a contribuir a un costo mayor.

El planteamiento anterior da origen a tres conceptos conocidos como:

a. *Racionalidad individual*, en la que debe cumplirse:

$$x_i \leq c(i); \forall i \in N \quad (3.13)$$

Una configuración de pago PC $(\mathbf{x}; \mathbf{d})$ no es estable si viola la condición (3.13) ya que esto no es aceptable al menos para algún jugador, quien puede en forma unilateral mejorar su asignación de costo.

b. *Racionalidad de grupo o colectiva:*

El colectivo de todos los jugadores debería ser grupalmente racional. Si el juego es subaditivo, $c(N)$ es el menor costo a repartir entre los jugadores, por lo tanto debe cumplirse que :

$$x(N) = c(N); \forall i \in N \quad (3.14)$$

con:

$$x(N) = \sum_{i \in N} x_i \quad (3.15)$$

A las configuraciones de pago PC $(x; d)$ que satisfacen la racionalidad de grupo o colectiva y la racionalidad individual se les denomina *imputación* o configuraciones de pago colectivamente racionales.

c. *Racionalidad de coalición:* por otro lado, los jugadores participantes en una determinada coalición estarán dispuestos a participar de ella y a mantenerse en ella, en la medida que su asignación de costos sea menor o, a lo sumo, igual a la que obtendrían si no participan en la formación de dicha coalición; este concepto se expresa de la siguiente forma:

$$x(S) \leq c(S); \forall S \subset N \quad (3.16)$$

con:

$$x(S) = \sum_{i \in S} x_i \quad (3.17)$$

Para un juego de N jugadores, la condición de racionalidad individual da origen a N inecuaciones; la racionalidad colectiva o grupal da origen a una ecuación, y la condición de racionalidad de coalición, a $(2N - 1)$ inecuaciones.

Desde el punto de vista de un problema de asignación de costos entre diferentes jugadores o agentes, los criterios de racionalidad planteados en las ecuaciones (3.13) y (3.14) parecen ser intuitivos y muy necesarios para toda asignación, ya que cualquier metodología deberá asegurar a cada jugador que como resultado del juego no tendrá una asignación mayor que lo que le costaría en forma individual atender sus requerimientos, denominada como condición *stand alone*. De la misma forma, la metodología deberá asegurar que entre todos los participantes en el juego se sustenten los costos totales planteados en el problema de asignación, condición de *break even*.

El criterio de racionalidad de coalición planteado en la ecuación (3.16), si bien es una condición difícil de cumplir, en muchos casos es necesaria para una metodología de asignación de costos, ya que no se formará una determinada coalición si dicho criterio no se cumple.

La racionalidad individual y de coalición proveen incentivos para la cooperación y colaboración voluntaria entre los jugadores, y junto con la racionalidad colectiva dan estabilidad a la solución del juego de asignación de costos.

Por otro lado, desde el punto de vista de la justicia o equidad, es conveniente que ningún jugador tenga un costo menor que el costo marginal de incluirse en una determinada coalición [Young, 1994], es decir:

$$x(S) \geq c(N) - c(N - S); \forall S \subseteq N \quad (3.18)$$

si (3.18) es violado por alguna coalición S , significa que la coalición $N - S$ esta *subsidiando* a S .

3.5.1 El núcleo

Un concepto que reúne a todas la imputaciones que cumplen con la racionalidad de coalición es el *núcleo del juego*, que corresponde al conjunto de configuraciones de pago que no deja a alguna coalición en posición de mejorar la asignación de cada uno de sus miembros.

El núcleo de un juego es el conjunto de todas las configuraciones de pago (PCs) que satisfacen la racionalidad de coalición, la racionalidad colectiva y la racionalidad individual

Por lo tanto, el núcleo de un juego (N, c) es el conjunto de todas las PCs $(x; d)$ si existe uno, tal que se cumplen ecuaciones (3.13), (3.14) y (3.16), lo que se puede resumir en:

$$X(T) = \sum_{i \in T} X_i \leq c(T) \quad \forall T \subset N \quad (3.19)$$

A modo de ejemplo consideremos el caso de asignación de costos entre tres jugadores, cuya función característica es:

$$\begin{aligned} c(A) = c(B) = c(C) = 100; \quad c(AB) = 90; \\ c(AC) = 80; \quad c(BC) = 70; \quad c(N) = 60. \end{aligned} \quad (3.20)$$

Podemos observar que se trata de un juego subaditivo, cuyo núcleo está expresado por las siguientes inecuaciones y ecuaciones:

$$x(A) \leq 100 \quad ; \quad x(B) \leq 100 \quad ; \quad x(C) \leq 100 \quad (3.21)$$

$$x(AB) = x(A) + x(B) \leq c(AB) = 90 \quad (3.22)$$

$$x(AC) = x(A) + x(C) \leq c(AC) = 80 \quad (3.23)$$

$$x(BC) = x(B) + x(C) \leq c(BC) = 70 \quad (3.24)$$

$$x(N) = x(A) + x(B) + x(C) = c(N) = 60 \quad (3.25)$$

En la figura 3.1 que se presenta a continuación, se puede observar el núcleo del juego correspondiente al ejemplo estudiado, representado por el sistema de inecuaciones y ecuaciones (3.21 al 3.25). En dicha figura se señalan dos puntos de interés, como son el nucleolo y el valor Shapley, cuyos conceptos serán estudiados en secciones posteriores del presente capítulo.

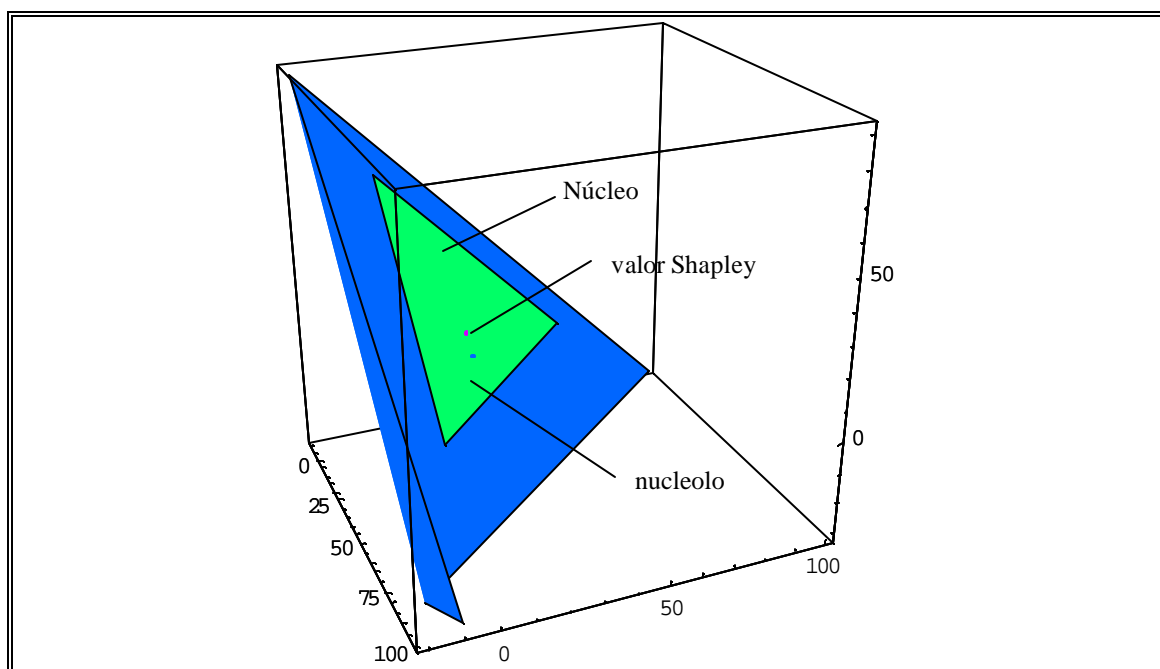


Figura 3.1: Detalle del núcleo del juego, indicando valor Shapley y el nucleolo

Existen algunos tipos de juegos que siempre tienen núcleo, como es el caso de los juegos de mercado [Kahan y Rapoport, 1984] y los juegos balanceados [Schubik, 1982].

En juegos con núcleo no vacío, las demandas cooperativas de cada coalición pueden ser acogidas; cuando el núcleo está vacío, al menos una coalición no estará satisfecha con la configuración de pagos, ya que colectivamente recibirá un pago inferior a su potencial.

En [Shapley y Shubik, 1971] se muestra que un juego con un núcleo no vacío es sociológicamente neutral, es decir, toda demanda cooperativa de cada coalición puede ser atendida y no son necesarios mecanismos sociales para solucionar conflictos y resolver prioridades.

Por otro lado, en juegos sin núcleo la sociedad debe mantener activas restricciones en la actividad de las coaliciones, para evitar de este modo una secuencia de reclamos injustos.

El cálculo del núcleo es directo, pero se complica para números grandes de jugadores: el cálculo consiste en encontrar todas las configuraciones de pagos que tienen racionalidad de grupo o colectiva y que satisfacen racionalidad de coalición, como se puede apreciar en la ecuación (3.16).

3.5.1.1 Extensiones del núcleo: cuasi núcleos

Existen mecanismos diseñados para ayudar a resolver el problema del tamaño del núcleo (un núcleo demasiado grande significa retornos a escala crecientes demasiado marcados y, por lo tanto, coaliciones demasiado débiles: $c(S)$ comparadas con $c(N)$) y el impacto de un núcleo vacío (debido a la no presencia de economías de escala suficientemente representativas, lo que significa que las demandas de las coaliciones son excesivas, considerando las cantidades disponibles) que fueron propuestas por Shapley y Shubik [Kahan y Rapoport, 1984].

Sea ϵ un número real por medio del cual es posible ajustar uniformemente el valor de todas las coaliciones, de modo que el nuevo núcleo, denominado ϵ -núcleo, corresponderá a una relajación de las ecuaciones e inecuaciones que definen el núcleo en un

valor ϵ . De esta forma se podrá aumentar o disminuir el tamaño del núcleo original. El menor núcleo, o bien, el *least core* de un juego (N, c) , es el conjunto de todas las PC que satisfacen la racionalidad de grupo dada en (3.14) y cumplen con:

$$x(S) \leq c(S) - \epsilon; \forall S \subset N; S \neq \Phi \quad (3.26)$$

La interpretación de las extensiones del núcleo dependen del signo de ϵ ; si $\epsilon > 0$, entonces el núcleo final será menor que el núcleo original; en caso que $\epsilon < 0$, se dará la situación contraria.

El significado de los cuasi núcleos es que la racionalidad condicional debe ser violada por una cierta cantidad positiva ϵ antes que la coalición reclamada pueda excluir una configuración de pagos propuesta desde el cuasi núcleo.

Cada coalición S realiza ahorros de costos iguales a:

$$e(x, S) = c(S) - x(S); \forall S \subset N; S \neq \Phi \quad (3.27)$$

así una coalición S estará estrictamente mejor posicionada que una coalición T si:

$$e(x, S) > e(x, T); \forall S, T \subset N; S, T \neq \Phi \quad (3.28)$$

Un criterio natural de equidad es maximizar la posición de la menor coalición mejor posicionada. De esta forma debemos encontrar una asignación x que maximice $\min_S e(x, S)$, lo que se puede expresar mediante el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned} & \max \epsilon \\ & \text{sujeto a : } e(x, S) \geq \epsilon; \forall S \subset N; S \neq \Phi \\ & \quad \quad \quad x(N) = c(N) \end{aligned} \quad (3.29)$$

3.5.2 El conjunto estable

Un método alternativo que intenta resolver situaciones donde no existe núcleo es el denominado conjunto estable, propuesto por von Neumann-Morgenstern [von Neumann y Morgenstern, 1947]. Ellos postulan que las configuraciones de pagos PCs que satisfacen racionalidad de grupo e individual sean comparadas entre sí, en términos de dominancia. Esta relación es usada para dividir las PCs con racionalidad de grupo en dos conjuntos disjuntos, uno de los cuales posee la cualidad de estabilidad y constituye la solución del juego.

Sea un juego (N, c) ; si $(x; d)$ e $(y; \Omega)$ son dos PCs que cumplen racionalidad de grupo para este juego y T es una coalición no nula de N , se dice que $(y; \Omega)$ domina a $(x; d)$ con respecto a la coalición T si:

$$y_i < x_i \quad \forall i \in T \quad (3.30)$$

es decir, todos los miembros de T prefieren $(y; \Omega)$ a $(x; d)$, y además, los miembros de T están en condición de imponer su preferencia y formar la coalición, es decir:

$$y(T) \leq c(T) \quad (3.31)$$

En general un PC $(y; \Omega)$ domina a otro PC $(x; d)$, sin referencia específica a alguna coalición, si al menos existe una coalición T tal que $(y; \Omega)$ domina a $(x; d)$ con respecto a esa coalición T .

Una solución de un juego, de acuerdo a lo planteado, es todo conjunto V de PCs con racionalidad de grupo que satisface dos condiciones:

- a) *Estabilidad Interna*: si $(x; d)$ e $(y; \Omega)$ están en V , entonces ninguna domina a la otra.
- b) *Estabilidad Externa*: si $(z; T)$ es una PC que no está en V , entonces hay al menos un miembro de V que domina a $(z; T)$.

Existen muchos conjuntos estables para un juego y si el juego tiene núcleo, entonces cada conjunto estable debe estar en el núcleo; además, si el núcleo es externamente estable entonces el núcleo es el único conjunto estable.

El principal problema del núcleo es su inexistencia para muchos juegos de interés, mientras que el principal problema de un conjunto estable es su inaplicabilidad práctica.

3.5.3 Conjuntos de negociación

Los conjuntos de negociación proveen una explicación alternativa de estabilidad.

Una PC propuesta pertenece al conjunto solución del juego si, en una secuencia de negociación de amenazas de romper la PC por un jugador en contra de otro, cada amenaza u objeción puede ser satisfactoriamente respondida por una contra amenaza o contra objeción.

El tema central de la teoría del conjunto de negociación es su proceso de negociación, el cual tiene lugar al interior de una estructura de coaliciones, en la cual la estabilidad de una configuración de pago PC, propuesta dentro de cada coalición de la estructura, es establecida como el resultado de secuencias de objeciones y contra objeciones (amenazas y contra amenazas) entre los miembros de esta coalición, dado que cada jugador trata de mejorar su posición obteniendo una mejor asignación para él.

La teoría del conjunto de negociación asume racionalidad individual pero no racionalidad de grupo, a diferencia del núcleo y el conjunto estable; es por esto que el concepto de subaditividad puede ser obviado.

Sea $(\mathbf{x}; \mathbf{d})$ una PC con racionalidad individual de un juego (N, c) y sea $S_j \in \mathbf{d}$ una coalición que contiene al menos 2 jugadores k y ℓ . Para una coalición $T \subset N$ y una asignación y de su propio valor $c(T)$ entre sus miembros, el par (y, T) es llamado una objeción de k contra ℓ en $(\mathbf{x}; \mathbf{d})$ si:

$$k, \ell \in S_j; k \in T; \ell \notin T; \sum_{i \in T} y_i = c(T) \quad (3.32)$$

$$y_k < x_k; y_i \leq x_i \quad \forall i \in T \quad (3.33)$$

Cabe hacer notar que (y, T) no es una PC ya que y da especificaciones de pago sólo a los miembros de la coalición T , pero no para los “ n ” jugadores; por otro lado T no es una estructura de coalición, es una simple coalición.

En la objeción (y, T) contra ℓ , el jugador k reclama que puede tener una mejor asignación en la nueva coalición T , sin el consentimiento del jugador ℓ , y que este reclamo es razonable porque y es factible por medio de $c(T)$; además, cada miembro de la coalición T alcanza como máximo el pago que obtendría en la PC original (\mathbf{x}, \mathbf{d}) . Nada se dice respecto del pago de los jugadores que no pertenecen a la coalición T . Se debe destacar que esta objeción no es una propuesta del jugador k a la coalición T , sino un reclamo de k contra ℓ .

El jugador k presenta una amenaza a la estabilidad de $(\mathbf{x}; \mathbf{d})$ que el jugador ℓ debe responder con un ajuste de $(\mathbf{x}; \mathbf{d})$, en el cual k tendrá una mejor asignación y ℓ una más mala.

Asimismo, para la configuraciones de pagos $(\mathbf{x}; \mathbf{d})$, e $(y; T)$ una objeción del jugador k al jugador ℓ , entonces para una coalición $Z \subset N$ y una asignación \mathbf{z} de su valor $c(Z)$

a sus miembros, el par $(z; Z)$ es una contra objeción a la objeción $(y; T)$ si se cumplen las siguientes desigualdades:

$$\ell \in Z; k \notin Z; \sum_{i \in Z} z_i = c(Z) \quad (3.34)$$

$$z_i \leq x_i \quad \forall i \in Z \quad (3.35)$$

$$z_i \leq y_i \quad \forall i \in (Y \cap Z) \quad (3.36)$$

El jugador ℓ reclama que puede mantener como máximo una asignación igual a x_i en $(x; d)$, dando a cada uno de los miembros de Z como máximo su asignación en esta configuración de pagos. Por otro lado, si algún miembro de Z es también miembro de T propuesto en la objeción, este jugador es asignado como máximo, en lo que le habría correspondido en $(y; T)$.

El jugador ℓ no propone la coalición Z a sus miembros; la contra objeción sostiene que la redistribución ofrecida por k no es necesaria, dado que la estructura de coalición d continúa siendo válida.

Una objeción es “justificada” si no existe una contra objeción; en caso contrario es “injustificada”.

El conjunto de negociación M de un juego es el conjunto de todas las configuraciones de pagos $(x; d)$, en el cual ningún miembro de alguna coalición $S_j \in T$ tiene alguna objeción justificada en contra de algún otro miembro de la misma coalición.

Una PC $(x; d)$ es M -estable, si para cada objeción efectuada por algún miembro de una coalición en contra de otro miembro de la misma, existe una contra objeción.

Una de las ventajas del conjunto de negociación es que es no vacío para toda estructura de coaliciones, y contiene al núcleo si este último es no vacío. Por otro lado, las objeciones y contra objeciones son psicológicamente aceptables e interpretan el poder de la teoría del conjunto de negociación.

En la teoría del núcleo y del conjunto estable, la estabilidad reside en si las coaliciones son capaces o no de romper las configuraciones de pagos con racionalidad de grupo o conjuntos de estas PCs; en cambio el conjunto de negociación rebaja el requerimiento de racionalidad de grupo y explica la noción de estabilidad en términos de amenazas y contra amenazas que pueden ser establecidas en contra de la configuración de pagos individualmente racional.

Las principales desventajas radican en que la determinación práctica del conjunto de negociación implica resolver sistemas de inecuaciones conectadas por operadores lógicos “and” y “or”, y además crece con el número de jugadores haciendo no factible su cálculo.

El tamaño del conjunto de negociación lo hace poco útil, ya que normalmente la solución no es un solo punto.

3.6 Teoría del Exceso

Las teorías señaladas hasta ahora, plantean la solución de un juego en función de la habilidad de una configuración de pago PC, o un conjunto de ellas, para superar los desafíos en forma de amenazas de jugadores o coaliciones para romper una salida propuesta en función de una alternativa.

Sea el juego (N, c) y una PC $(\mathbf{x}; \mathbf{d})$ bajo consideración; supongamos que un subconjunto de jugadores (que puede intersectar muchas de las coaliciones separadas en \mathbf{d}) contempla dejar su respectiva coalición para formar una nueva coalición R .

Los miembros de R compararían el valor $c(R)$ con la cantidad colectiva $\mathbf{x}(R)$ que ellos recibirán en $(\mathbf{x}; \mathbf{d})$.

El exceso de coalición R con respecto a la componente de pago \mathbf{x} de la PC bajo consideración se define como:

$$e(R, \mathbf{x}) = c(R) - \mathbf{x}(R) \quad (3.37)$$

donde $e(R, \mathbf{x})$ representa la cantidad total proyectada que ganarán o perderán en forma colectiva los miembros de la coalición R (dependiendo del signo del exceso) si ellos se retiran de $(\mathbf{x}; \mathbf{d})$ para formar R . Para una coalición $S \in \mathbf{d}$ el exceso es nulo, basados en la ecuación (3.12), si:

$$e(S, \mathbf{x}) = c(S) - \mathbf{x}(S) = 0, \quad \forall S \in \mathbf{d} \quad (3.38)$$

El núcleo también puede ser definido en términos del exceso, de la siguiente manera:

$$\text{Núcleo} = \{ \text{todo } (\mathbf{x}, \mathbf{d}), \text{ tal que } e(R, \mathbf{x}) \geq 0, \forall R \subseteq N \} \quad (3.39)$$

3.6.1 Kernel

Esta teoría explota el concepto de exceso a nivel de demandas balanceadas, realizadas por jugadores individuales que pertenecen a una coalición. Sean k y ℓ dos jugadores distintos que pertenecen a $S \in \mathbf{d}$ y R toda coalición alternativa que incluye a k pero excluye a ℓ ; cada una de estas coaliciones tiene un exceso con respecto a PC $(\mathbf{x}; \mathbf{d})$. Si se escoge el

mayor de estos excesos, llamado excedente mínimo del jugador k sobre ℓ con respecto a $(\mathbf{x}; d)$, se tiene:

$$S_{k\ell} = \underset{R/k \in R, \ell \notin R}{\text{Min}} e(R, \mathbf{x}) \quad (3.40)$$

Puede representar la mínima cantidad que el jugador k puede perder si se retira de $(\mathbf{x}; d)$ a una coalición alternativa que excluya al jugador ℓ ; aquí k reclama el total de los excesos, mientras sus compañeros miembros de R se contentan con recibir lo mismo que recibieron en $(\mathbf{x}; d)$.

El excedente mínimo representa la fortaleza de un jugador, expresada como el potencial del jugador k para plantear satisfactoriamente que una porción de su asignación considerada en $(\mathbf{x}; d)$ sea traspasada al jugador ℓ .

$$S_{k\ell} < S_{\ell k}, \text{ y } x_{\ell} < c(\ell) \quad (3.41)$$

Si se cumple lo expresado en la ecuación (3.35), entonces el jugador k pesa más que el jugador ℓ con respecto a $(\mathbf{x}; d)$. El jugador k (que es más fuerte), empuja al jugador débil en el sentido de dejar de reclamar la asignación considerada para él en $(\mathbf{x}; d)$; sin embargo, dicho reclamo está limitado a la racionalidad individual del jugador débil, dada por la condición $x_{\ell} < c(\ell)$.

El jugador con el mínimo excedente dice: “dado que yo pierdo menos sin usted que usted sin mí, yo merezco una mejor asignación”. Si ningún jugador pesa más que el otro, entonces los dos están en equilibrio.

Existe equilibrio entre dos jugadores siempre que una configuración de pagos satisfaga alguna de las siguientes 3 condiciones:

$$S_{k\ell} = S_{\ell k} \quad (3.42)$$

$$S_{k\ell} < S_{\ell k}, \text{ y } x_\ell = c(\ell) \quad (3.43)$$

$$S_{k\ell} > S_{\ell k}, \text{ y } x_k = c(k) \quad (3.44)$$

El equilibrio se define sólo para pares de jugadores que no pertenecen a la misma coalición.

El kernel se define como el conjunto K de todas las PCs $(\mathbf{x}; d)$ tal que $\forall k, \ell \in S \in d; k \neq \ell$, están en equilibrio.

El kernel es el resultado del deseo de alcanzar igualdad de fortalezas para todos los pares de jugadores dentro de una coalición común, es decir, si k reclama que puede alcanzar una mejor asignación de pago sin el consenso de ℓ que viceversa, entonces la porción de k en $(\mathbf{x}; d)$ es demasiado grande y algo de ella debería pertenecer a ℓ . Para ilustrar esto, consideremos el ejemplo de tres jugadores cuya función característica es:

$$\begin{aligned} c(A) = c(B) = c(C) = 100; \quad c(AB) = 90; \\ c(AC) = 80; \quad c(BC) = 70; \quad c(N) = 60. \end{aligned} \quad (3.45)$$

a) Supongamos que A y C están considerando su coalición en $(\mathbf{x}; d) = (10, 10, 40; ABC)$, existen dos coaliciones $\notin d$ que incluyen a A pero excluyen a C y son: $\{A\}$ y $\{AB\}$, donde:

$$e(A, \mathbf{x}) = c(A) - x_A = 100 - 10 = 90 \quad (3.46)$$

$$e(AB, \mathbf{x}) = c(AB) - x_A - x_B = 90 - 10 - 10 = 70 \quad (3.47)$$

$$S_{AC} = \text{Min}(90, 70) = 70 \quad (3.48)$$

Del mismo modo existen dos coaliciones que incluyen a C pero excluyen a A y son $\{C\}$ y $\{BC\}$, donde:

$$e(C, \mathbf{x}) = c(C) - x_C = 100 - 40 = 60 \quad (3.49)$$

$$e(BC, \mathbf{x}) = c(BC) - x_B - x_C = 70 - 10 - 40 = 20 \quad (3.50)$$

$$S_{CA} = \text{Min}(60, 20) = 20 \quad (3.51)$$

Ahora bien, dado que $S_{AC} > S_{CA}$ y $x_C < c(C) = 100$, esto implica que C pesa más que A en $(\mathbf{x}; d)$ y por lo tanto, esta configuración de pagos no pertenece al kernel.

b) Ahora consideremos otra configuración de pagos para el mismo juego y la $PC(\mathbf{x}; d) = (20, 20, 20; ABC)$, si A y B están considerando su coalición, existen dos coaliciones $\notin d$ que incluyen a A y no a B y son: $\{A\}$ y $\{AC\}$, donde:

$$S_{AB} = \text{Min}(c(A) - x_A, c(AC) - x_A - x_C) = \text{Min}(80, 40) = 40 \quad (3.52)$$

$$S_{BA} = \text{Min}(c(B) - x_B, c(BC) - x_B - x_C) = \text{Min}(80, 30) = 30 \quad (3.53)$$

Dado que $S_{BA} < S_{AB}$, $x_B < c(B) = 100$, entonces esta configuración de pagos no pertenece al kernel.

c) Consideremos otra $PC(\mathbf{x}; d) = (30, 20, 10; ABC)$; en este caso: $S_{AB} = S_{BA} = S_{AC} = S_{CA} = S_{BC} = S_{CB} = 40$, lo que implica que todos los jugadores están en equilibrio y la configuración de pagos es un punto en el kernel. En este caso la configuración de pagos estudiada corresponde al *nucleolo*²⁵ del juego planteado en el ejemplo.

²⁵ El nucleolo, es un concepto de resolución de juegos cooperativos que es estudiado en sección 3.6.2.

Se ha probado que para cada estructura de coaliciones d de cada juego en función característica, existe al menos un vector de pagos \mathbf{x} tal que $(\mathbf{x}; d) \in \text{kernel}$; más aún $K \subseteq M$.

En un juego de 3 personas, para toda estructura de coalición d , existe un único PC $(\mathbf{x}; d)$ que pertenece al kernel.

Los cálculos para el kernel son mucho menores que para determinar el conjunto de negociación; además el kernel posee las propiedades de simetría y deseabilidad. Sin embargo, su defecto es que requiere comparación de utilidades entre los distintos jugadores.

3.6.2 El nucleolo

De la misma forma que lo hace el kernel, el nucleolo busca al interior del espacio solución del conjunto de negociación, puntos singulares especialmente destacados.

El nucleolo usa el concepto del exceso de forma diferente a la que lo hace el kernel. Aquí no se compara el exceso entre jugadores, sino entre coaliciones, sin mirar a los miembros de la coalición.

Para toda PC $(\mathbf{x}; d)$ existen 2^n excesos $e(R, \mathbf{x})$ uno por cada coalición $R \subseteq N$. Sea $\theta(\mathbf{x})$ un vector, de longitud 2^n cuyos componentes son los excesos $e(R, \mathbf{x})$, ordenados de manera decreciente.

$$\begin{aligned} \theta(\mathbf{x}) &= (\theta_1(\mathbf{x}), \theta_2(\mathbf{x}), \dots, \theta_r(\mathbf{x})); \quad r = 2^n \\ &= (e(R_1, \mathbf{x}), e(R_2, \mathbf{x}), \dots, e(R_r, \mathbf{x})) \end{aligned} \quad (3.54)$$

Donde

$$\forall i < j, e(R_i, \mathbf{x}) \geq e(R_j, \mathbf{x}) \quad (3.55)$$

Para otra PC ($\mathbf{y}; d$)

$$\theta(\mathbf{y}) = (e(T_1, \mathbf{y}), e(T_2, \mathbf{y}), \dots, e(T_r, \mathbf{y})) \quad (3.56)$$

Cabe hacer notar que R_p y T_p ($p= 1, \dots, \rho$) no necesitan ser la misma coalición, aun cuando el vector de coaliciones (T_1, T_2, \dots, T_p) es una permutación de los elementos del vector (R_1, R_1, \dots, R_p) ambos de orden 2^n y subconjuntos de N .

Esta situación es equivalente a minimizar la máxima insatisfacción, en términos lexicográficos.

$$\begin{aligned} \min \in \\ \text{sujeto a : } e(x, S) \geq \epsilon; \quad \forall S \subset N; \quad S \neq \Phi \\ x(N) = c(N) \end{aligned} \quad (3.57)$$

Considerando el mismo ejemplo usado anteriormente, cuya función característica era: $c(A) = c(B) = c(C) = 100$; $c(AB) = 90$; $c(AC) = 80$; $c(BC) = 70$; $c(N) = 60$.

Para la PC $(\mathbf{x}; d) = (30, 20, 10; ABC)$ y para $(\mathbf{y}; d) = (20, 20, 20; ABC)$ existen $2^3 = 8$ excesos con respecto a \mathbf{x} e \mathbf{y} , dadas las coaliciones $(\{A\}, \{B\}, \{C\}, \{AB\}, \{AC\}, \{BC\}, \{ABC\}, \{f\})$:

$$e(\mathbf{R}, \mathbf{x}) = c(\mathbf{R}) - \mathbf{x}(\mathbf{R}) = (70, 80, 90, 40, 40, 40, 0, 0) \quad (3.58)$$

$$e(\mathbf{T}, \mathbf{y}) = c(\mathbf{T}) - \mathbf{x}(\mathbf{T}) = (80, 80, 80, 50, 40, 30, 0, 0) \quad (3.59)$$

$$\theta(\mathbf{x}) = (90, 80, 70, 40, 40, 40, 0, 0) \quad (3.60)$$

$$\theta(\mathbf{y}) = (80, 80, 80, 50, 40, 30, 0, 0) \quad (3.61)$$

$\theta(\mathbf{x})$ es *lexicográficamente* mayor que $\theta(\mathbf{y})$, denotado como $\theta(\mathbf{x}) \leftarrow \theta(\mathbf{y})$, si existe un entero q , tal que, $1 \leq q \leq \rho$ es decir, se cumplen las siguientes dos ecuaciones:

$$\mathbf{q}_p(\mathbf{x}) = \mathbf{q}_p(\mathbf{y}), \quad \forall p < q \quad (3.62)$$

$$\text{y } \mathbf{q}_q(\mathbf{x}) > \mathbf{q}_q(\mathbf{y}) \quad (3.63)$$

En el ejemplo anterior tenemos que $\rho = 8$; $q = 1$, lo cual implica que $\theta(\mathbf{x}) \leftarrow \theta(\mathbf{y})$. Si $\theta(\mathbf{x})$ no es lexicográficamente mayor que $\theta(\mathbf{y})$, entonces se denota de la siguiente manera: $\theta(\mathbf{x}) \not\leftarrow \theta(\mathbf{y})$.

Se puede definir el nucleolo para una estructura dada de coalición \mathbf{d} del juego (N, c) como el conjunto de todas las PCs $(\mathbf{x}; \mathbf{d})$ para el cual el vector reordenado de excesos es mínimo. Formalmente, el nucleolo se define así:

$$N = \{(\mathbf{x}^*, \mathbf{d}) \text{ tal que } \mathbf{q}(\mathbf{x}^*) \not\leftarrow \mathbf{q}(\mathbf{x}), \forall \mathbf{x}, \text{ dado } \mathbf{d}\} \quad (3.64)$$

El *nucleolo de la gran coalición* (definición original de Schmeidler 1969) es el nucleolo considerado solamente para la gran coalición o estructuras de coaliciones que son descomposiciones de ella.

Schmeidler demuestra que el nucleolo de la gran coalición no es vacío y contiene un solo punto, además está incluido en el kernel, en el conjunto de negociación y en el núcleo si éste es no vacío.

Para el ejemplo anterior, si probamos la PC $(\mathbf{z}; \mathbf{d}) = (25, 20, 15; ABC)$ tendremos:

$$e(\mathbf{R}, \mathbf{z}) = c(\mathbf{R}) - z(\mathbf{R}) = (75, 80, 85, 45, 40, 35, 0, 0) \quad (3.65)$$

$$\theta(z) = (85,80,75,45,40,35,0,0) \quad (3.66)$$

Se cumple que $\theta(x) \leftarrow \theta(z) \leftarrow \theta(y)$ y además la PC $(x; d)$ corresponde al nucleolo del juego. De esta forma es posible construir un algoritmo secuencial que consiste en: dado d , primero se estima y ordena el conjunto de configuraciones de pagos de acuerdo al mayor exceso de cada vector de pago. Luego, el conjunto de vectores de pago que comparte el mínimo mayor exceso es ordenado, minimizando el segundo mayor exceso de cada uno y así se continúa hasta que todas las 2^n minimizaciones han sido hechas o un solo vector de pagos permanece.

En [Maschler et al., 1979] se demuestra que el proceso dará exactamente siempre una PC $(x^*; d)$ para la estructura de coalición d y que dicha configuración de pagos es el nucleolo del juego.

El nucleolo es no vacío y único para cada estructura de coaliciones de cada juego en forma de función característica, independiente de si éste es subaditivo o no. El nucleolo que está contenido en el kernel tiene sus mismas propiedades, como por ejemplo, igual asignación a jugadores simétricos, y que jugadores más deseables reciben como máximo tanta asignación como los jugadores menos deseables.

El nucleolo se puede calcular por medio de una secuencia de problemas de programación lineal. Si se considera el exceso como una medida de la disconformidad de una coalición con respecto a una determinada comparación de asignaciones, entonces el nucleolo contiene configuraciones de pagos que minimizan esta disconformidad entre todas las coaliciones, independiente de qué coalición se trate; lo que interesa es la magnitud relativa de la disconformidad.

Formas y algoritmos para determinar el nucleolo se plantean en [Young et al., 1994], [Carter y Walker, 1996] y [Tsukamoto e Iyoda, 1996].

3.7 Valor Shapley

Este concepto de solución proviene de un intento por definir el valor de cada jugador en la perspectiva de tener que participar en un determinado juego en forma de función característica. Es razonable suponer que bajo ciertas circunstancias, un jugador puede desear conocer lo que recibirá finalmente al participar en un determinado juego.

El valor Shapley es una valoración *a priori* de cada jugador que juega un juego definido como función característica c y la estructura particular de coalición considerada C . La función (c, d) no es obvia ni inmediata.

El valor de jugar un determinado juego en forma de función característica en una estructura de coalición dada, se designa por el vector f de los valores de cada jugador en orden alfabético y que resulta de los cinco axiomas señalados a continuación:

Axioma 1: Independencia de factores externos al juego

El valor ϕ del jugador i es función del juego (N, c) y de la estructura de coalición d solamente, $f = (\phi_1, \phi_2, \phi_3, \dots, \phi_n)$. De esta forma, los únicos factores que intervienen en la determinación del valor Shapley son la función característica y la estructura de la coalición a formar.

Axioma 2: Simetría y tratamiento igualitario

El valor del juego de un jugador no depende de la designación o nombre de los jugadores, es decir, los jugadores simétricos tendrán el mismo valor.

Axioma 3: Optimalidad de Pareto y eficiencia

La suma de los valores de cada jugador en cada coalición, en una determinada estructura de coalición, es igual al valor de esta coalición.

$$\sum_{i \in S} \Phi_i = c(S), \quad \forall S \in \mathbf{d} \quad (3.67)$$

La suma de los valores de todos los jugadores es $c(N)$: el valor de la gran coalición (en un juego subaditivo, $c(N)$ es la mínima cantidad que los jugadores en conjunto pueden asignarse).

Axioma 4: Jugador nulo o fantasma

Si i es jugador nulo, entonces $\phi_i = 0$; donde un jugador i es nulo si:

$$c(S) = c(S \cup \{i\}), \quad \forall S \subset N \quad (3.68)$$

Axioma 5: Aditividad

Este axioma señala que el valor de la suma de dos juegos es la suma de los valores de los juegos:

$$\phi_i(u) = \phi_i(v') + \phi_i(w'), \quad \forall i \in (N \cup M) \quad (3.69)$$

Este axioma propone simplemente que la evaluación de jugadores de un juego compuesto es la suma de la evaluación de los juegos compuestos.

Los 5 axiomas determinan la existencia y unicidad de la función f , denominada *valor Shapley*, cuyos componentes para la gran coalición de un juego $(N; c)$ están determinados por:

$$\Phi_i = \sum_{S \subseteq N} \frac{(n-s)!(s-1)!}{n!} [c(S) - c(S - \{i\})], \quad i \in N \quad (3.70)$$

Donde $s = |S|$

El valor Shapley puede ser visto como una solución en la forma de una PC: $(\phi_A, \phi_B, \dots, \phi_n; AB\dots n)$.

Para el caso del ejemplo analizado con anterioridad, cuya función característica es: $c(A) = c(B) = c(C) = 100$; $c(AB) = 90$; $c(AC) = 80$; $c(BC) = 70$; $c(N) = 60$, el valor Shapley se determina de la siguiente forma:

Para la gran coalición, es decir ABC , el número total de jugadores en el juego n debe ser 3; aplicando la ecuación (3.69) se tiene:

$$\begin{aligned} \Phi_A &= \frac{1 \times 2}{6} [c(ABC) - c(BC)] + \frac{1 \times 1}{6} [c(AB) - c(B)] + \frac{1}{6} [c(AC) - c(C)] \\ &\quad + \frac{2 \times 1}{6} [c(A) - c(\mathbf{f})] \end{aligned}$$

$$\Phi_A = \frac{2}{6} [60 - 70] + \frac{1}{6} [90 - 100] + \frac{1}{6} [80 - 100] + \frac{2}{6} [100 - 0] = -\frac{20}{6} - \frac{10}{6} - \frac{20}{6} + \frac{200}{6} = 25$$

$$\begin{aligned} \Phi_B &= \frac{2}{6} [c(ABC) - c(AC)] + \frac{1}{6} [c(AB) - c(A)] + \frac{1}{6} [c(BC) - c(C)] \\ &\quad + \frac{2}{6} [c(B) - c(\mathbf{f})] \end{aligned}$$

$$\Phi_B = -\frac{1}{3} 20 - \frac{1}{6} 10 - \frac{1}{6} 30 + \frac{1}{3} 100 = \frac{120}{6} = 20$$

$$\Phi_c = -\frac{1}{3}30 - \frac{1}{6}20 - \frac{1}{6}30 + \frac{1}{3}100 = \frac{90}{6} = 15$$

Una forma alternativa de interpretar el valor Shapley está basada en un procedimiento combinatorial de jugar un juego. El juego se inicia con una coalición individual, posteriormente se agregan jugadores, uno por vez, hasta que todos los jugadores son admitidos y se forma la gran coalición

El orden en el cual los jugadores se unen al grupo, se basa en que todas las permutaciones son equiprobables, por lo tanto, es indiferente.

Cada jugador es cargado en $c(S) - c(S - \{i\})$ a medida que se une a una determinada coalición S , lo que corresponde a la contribución marginal esperada por el jugador i al unirse a una coalición aleatoria S .

Para una coalición S cualquiera, que no contiene a i , la contribución marginal de i a S es el cambio en el valor cuando i se une a S , esto es $c(S \cup \{i\}) - c(S)$.

Para el ejemplo de tres jugadores considerado anteriormente, tenemos la tabla 3.1 que nos da las contribuciones marginales de cada jugador, dependiendo de la posición en que entran a la coalición ya formada.

Tabla 3.1: Contribuciones Marginales

Orden de entrada	Contribución de cada jugador		
	A	B	C
A,B,C	100	-10	-30
A,C,B	100	-20	-20
B,A,C	-10	100	-30
B,C,A	-10	100	-30
C,A,B	-20	-20	100
C,B,A	-10	-30	100
Suma de contribuciones	150	120	90
Contribución promedio	25	20	15

El valor Shapley para la gran coalición, expresado como configuración de pago, es $PC(\mathbf{x}; d) = (25, 20, 15, ABC)$.

Si bien el valor Shapley representa una forma directa y simple de encontrar una solución para un juego cooperativo, independientemente de la dimensionalidad del número de agentes, lo que representa una gran ventaja, no es posible asegurar que el valor Shapley se encuentre en el núcleo del juego, lo cual representa una gran desventaja cuando así ocurre, ya que la solución encontrada no cumple en este caso con las racionalidades impuestas al interior del núcleo, relacionadas con la eficiencia, equidad y por lo tanto, no se cumpliría la optimalidad paretiana de la asignación.

3.8 Otras Metodologías de Juegos Cooperativos Usadas en esta Tesis

3.8.1 El nucleolo per cápita

Esta metodología [Varian, 1993, 1996] es un concepto de solución alternativa al método del nucleolo, el cual pondera las coaliciones respecto a su tamaño y minimiza el máximo de:

$$\frac{c(S)}{|S|} - x(S) \quad (3.71)$$

donde:

$|S|$: es el tamaño de S .

3.8.2 SCRB

El método *separable cost-remaining benefit* [Young et al., 1982], se basa en la idea de que los costos conjuntos deben ser asignados “más o menos”, en proporción a la disposición a pagar de los usuarios.

La expresión para determinar la asignación de costos de cada uno de los agentes, está dada por:

$$v_i = c'(i) + \left[\frac{r(i)}{\sum_N r_j} \right] \left[c(N) - \sum_N c'(i) \right] \quad (3.72)$$

donde:

$$c'(i) = c(N) - c(N-i) \quad (3.73)$$

y corresponde al costo marginal de incluir al agente i .

$$r(i) = \{\min b(i), c(i)\} - c'(i) \quad (3.74)$$

con:

$b(i)$: beneficio del usuario i .

$c(i)$: costo alternativo.

3.9 Conclusiones

Se han presentado los aspectos más importantes de la teoría de juegos y de formación de coaliciones necesarios para la cabal comprensión de los temas planteados en los siguientes capítulos de la presente tesis. Debemos destacar que en esta apretada síntesis ha quedado fuera gran cantidad de información, metodologías, procedimientos de solución de juegos cooperativos y algoritmos de formación de coaliciones que, habiendo sido revisados, no han sido considerados en la propuesta de asignación de costos para el servicio de transmisión planteada en la presente investigación, pero que sin lugar a dudas presentan una gran riqueza y reserva de conocimientos a ser utilizados en futuras investigaciones sobre el tema.

Se ha hecho un especial esfuerzo en plantear la revisión desde una perspectiva del problema de la asignación de costos y no del reparto de beneficios, ya que si bien esta última es la forma clásica de hacer la revisión de juegos cooperativos, a juicio del autor no representa a cabalidad la problemática asociada a la asignación de costos.

IV. MODELO DE ASIGNACIÓN DE COSTOS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN: APLICACIÓN DE JUEGOS COOPERATIVOS

4.1 Resumen

En el presente capítulo se detalla una metodología de asignación de costos de transmisión, mediante juegos cooperativos, entre los agentes usuarios de una red de transmisión. Dicha asignación incluye costos de inversión, operación y mantención que deben ser repartidos (en base a algún mecanismo), entre los distintos agentes usuarios. La metodología propuesta contempla la aplicación de diferentes formas de resolución de juegos cooperativos una vez que se ha establecido la estructura del juego, es decir, una vez que se han identificado los agentes participantes, las reglas del juego, los costos de oportunidad y los objetivos comerciales que representa para cada uno de ellos el tener que hacer uso de la red.

La red se considera preexistente y corresponde al resultado de una planificación previa del sistema de transmisión, efectuada por algún ente planificador, ya sea centralizado o de cooperación entre los agentes interesados. Discutir la planificación de la red queda fuera del alcance de esta propuesta y constituye de por sí un desafío de investigación futuro.

La metodología propuesta se basa principalmente en la responsabilidad de los agentes en el uso físico y económico de la red, en su comportamiento económico racional, en la formación de coaliciones y en los mecanismos de resolución de la teoría de juegos cooperativos. La metodología diseñada es aplicable tanto a sistemas de redes existentes como a las expansiones de los mismos, ya definidas y consensuadas entre los distintos actores involucrados en el mercado eléctrico.

4.2 Introducción

Para efectos de la propuesta, se ha considerado como costo de una línea de transmisión su valor nuevo de reemplazo VNR y los costos de operación y mantención COyM. El VNR representa el valor actualizado de reposición de la misma línea de transmisión en la misma disposición de la red, con la tecnología y en las condiciones económicas y de mercado existentes en un determinado momento. El COyM representa los costos de operación y mantenimiento de la línea, incurridos por el operador de la red en un año de operación de la misma.

Para efectos de análisis, se considera la anualidad del valor nuevo de reemplazo (AVNR), sobre la base de una tasa del 10% de recuperación del capital y una vida útil de las instalaciones de 30 años.

Desde el punto de vista de los costos a considerar, la metodología propuesta se puede aplicar a la asignación de los costos totales de transmisión, como también a los cargos complementarios necesarios en algunos métodos de asignación de costos de transmisión, como es el caso de la asignación marginalista. En este sentido, el autor es partidario de asignar los cargos complementarios de la asignación marginalista a fin de resguardar la eficiencia que permite la teoría marginalista. En esa medida, los costos a asignar estarán determinados por lo que se conoce tradicionalmente como peaje de transmisión, así tenemos:

$$Peaje = AVNR + COyM - IT \quad (4.1)$$

donde IT corresponde al ingreso tarifario producto de la diferencia entre las inyecciones y retiros valorados a costos marginales, en las barras o nudos en que se efectúan dichas inyecciones y retiros.

Por otro lado, la propuesta permite considerar como agentes tanto a generadores como a consumidores o cargas ubicados en diferentes nudos, así como también combinaciones de ellos. El planteamiento básico consiste en que estos agentes deben coordinarse y cooperar, a objeto de compartir los costos de la red de transmisión que los interconecta, la que se considera existente para todos los efectos prácticos. Adicionalmente, se considera que la red de transmisión es de propiedad de un tercero, el cual está interesado en la recuperación de sus costos de inversión, operación y mantenimiento, ya sea, en forma directa, o a través de un operador de la red.

4.3 Metodología

La propuesta sugerida consiste en analizar el sistema de transmisión, planteando para cada segmento, tramo o línea del sistema de transmisión eléctrica considerado, un problema individual de características particulares, en el que los agentes del juego cooperativo a construir podrán ser tanto generadores como consumidores. Su número dependerá del sistema eléctrico considerado, y el número de agentes del problema será idéntico al número de generadores y/o consumidores existentes en el mismo.

Se considera que cada línea o segmento del sistema de transmisión es una parte inseparable de la red de transmisión, por lo tanto, están presentes en ella, todas las interacciones de los agentes presentes en la red y la forma como se opere la misma, por parte de su operador.

La participación de un determinado agente en el costo de una línea o tramo en particular, se determina planteando un juego cooperativo (NA, c) donde NA es el conjunto de jugadores y c su función característica, en los términos definidos en la sección 3.3.1.

La metodología considera el flujo de potencia por la línea como una medida del uso de la línea. Asimismo, se plantea que las condiciones de flujo máximo por la línea o segmento definen la capacidad de la línea y sus costos de inversión, operación y mantenimiento. Por ende, en el presente trabajo se ha optado por lo que se denomina un uso por capacidad del sistema de transmisión, el cual considera que las líneas se diseñan para la demanda máxima del sistema. Existen otras alternativas [Rudnick et al, 1999] como ser el uso por energía, en el que se considera que las líneas se diseñan para responder a una determinada curva de carga.

A diferencia de la aplicación tradicional de uso por capacidad, el cual considera que el máximo uso de todas las líneas es coincidente con la demanda máxima del sistema eléctrico, en la presente tesis se propone determinar las condiciones de flujo máximo de cada línea en estudio, independientemente de si ésta condición se da en demanda máxima del sistema o no.

De acuerdo a lo anterior, se hace necesario conocer o determinar las condiciones de operación del sistema que producen el flujo máximo en cada línea que está siendo analizada, entendiendo que estas condiciones son particulares para cada línea en estudio. La determinación de estas condiciones de operación, consisten básicamente en fijar la magnitud de las cargas, L_i y generación de los generadores, G_i , $i = 1, \dots, NB$, para las NB diferentes barras del sistema eléctrico que condicionan el flujo máximo F_k^{\max} en la línea k del sistema de transmisión. Es decir, para una línea k ubicada entre las barras l y m del sistema de transmisión, su flujo máximo F_k^{\max} estará condicionado por:

$$(L_i, G_i) = \arg \max F_k(L_i, G_i); \quad i = 1, \dots, NB \quad (4.2)$$

La determinación de estas condiciones de operación es posible obtenerla de un análisis de planificación de la operación futura del sistema de transmisión, como también, de los antecedentes históricos de mediciones efectuadas en la red o de cualquier otro mecanismo que permita determinar, tanto las magnitudes de las cargas L_i como los niveles de generación de los generadores G_i para cada una de las barras del sistema de transmisión, que hacen que la condición de flujo máximo para la línea k del sistema de transmisión se establezca.

Dado que la metodología es aplicable tanto a redes existentes como a expansiones de las mismas, en el primer caso, se contará con abundantes datos de flujos y condiciones de operación, tanto de demanda como de generación, para todas las condiciones posibles, por ejemplo tantas como 8760 escenarios en un año determinado; a partir de ellos, se determina la condición de operación (generación, consumo y costos marginales de generación) en que se produce el flujo máximo en una determinada línea en estudio y con ellos se determina la función característica del juego cooperativo para dicha línea, en base a los *stand alone requirements* de flujo para cada agente consumidor o coalición de agentes consumidores posibles de formar. Si se trata de expansiones de sistemas de transmisión, la recomendación del autor es considerar la mayor cantidad de simulaciones de operación posibles, teniendo en cuenta, curvas de demanda, escenarios hidrológicos para centrales hidroeléctricas (años secos, intermedios, húmedos) mantenimiento de unidades generadoras e instalaciones de transmisión, luego de las simulaciones, se debe nuevamente considerar la situación de operación simulada que entregue el mayor flujo por la línea en estudio.

El juego cooperativo (NA, c) puede ser planteado en términos relativamente simples, considerando en primer lugar quiénes serán los agentes del juego, luego determinando cuántos de ellos participaran en el juego, y posteriormente la función característica de juego, que estará basada en la reglas que se definan para él.

Es así como, los agentes para el problema podrán ser generadores, empresas que agrupen a uno o más generadores, consumidores, empresas que agrupen a uno o más consumidores o una combinación de los anteriores.

Respecto del número de jugadores, éste dependerá del tipo de jugadores que se considere para un determinado juego: por ejemplo, si se consideran los generadores conectados a cada barra del sistema de transmisión como agentes, su cantidad estará determinada por el número de barras del sistema de transmisión que tengan generadores conectados a ellas; de la misma forma, si se trata de estudiar responsabilidades sobre una línea que conecta a varios generadores conectados a una misma barra, el número de agentes coincidirá con el número de generadores conectados a dicha barra.

La determinación de la función característica del juego se efectúa para cada uno de los agentes, los cuales evalúan sus requerimientos de transmisión sobre la línea en estudio para la condición de operación en que en dicha línea se produce el flujo máximo, según la ecuación (4.2). Este análisis se realiza para cada agente actuando en forma aislada o cooperando y coordinándose mediante la formación de coaliciones con otros agentes participantes del juego, que estén interesados en hacer uso de la línea de transmisión en estudio.

Teniendo en consideración los flujos que circulan por la línea en estudio, en las condiciones que se consideran adecuadas para la modelación del problema, la función característica del juego quedará determinada por los requerimientos, en términos de flujo de la línea en estudio, que planteen las distintas coaliciones de agentes participantes en el juego cooperativo, considerando entre las posibles coaliciones aquellas formadas por agentes individuales. La forma de determinar los requerimientos de flujo dependerá, en cada caso, del tipo de agentes considerados para el juego.

Si suponemos, en esta etapa de la propuesta, que dichos requerimientos de flujo f_s^k para la línea k de parte cada una de las posibles coaliciones S son factibles de determinar, entonces, la función característica del juego C_k^S para la línea k y para cada una de las coaliciones S posibles de formar, quedará determinada por:

$$C_k^S = f_k^S \quad ; \forall S \subseteq NA \quad (4.3)$$

En la ecuación (4.3) está implícita la concepción de la utilidad que representa para cada agente o coalición de agentes el poder hacer uso de la línea k en estudio, por medio de un requerimiento de flujo sobre ella. En la medida que se use una unidad monetaria para expresar dicha utilidad, y asumiendo que todos los agentes son racionales y, por lo tanto, prefieren ganar más dinero que ganar menos dinero, o de otra forma, prefieren menores costos que mayores costos [Kahan, 1984], es posible asociar a cada MW de flujo una unidad monetaria, sin producir distorsiones en la solución del juego con respecto a si éste se resolviera considerando la utilidad que cada MW representa para cada agente o coaliciones de agentes participantes en el juego.

El planteamiento anterior se basa en las simplificaciones sugeridas por Aumann (1967) para la relación entre la utilidad de los jugadores de juegos cooperativos de n jugadores en forma de función característica con pagos laterales, y la función de pago expresada en unidades de un medio de intercambio real, deseable e infinitamente divisible como lo es el dinero. Estas simplificaciones son [Kahan, 1984]:

1. La utilidad del dinero para cada jugador es fija para un determinado juego y todos los jugadores prefieren mas dinero que menos dinero.

2. Tanto a) No se permiten loterías en el proceso del juego, o b) para cada jugador la utilidad del dinero es una función cóncava de la cantidad de dinero.

A partir de estas simplificaciones Aumann (1967) demostró que para expresar preferencias entre sumas actuales de dinero no son necesarias las utilidades y que la cantidad de dinero es una medida adecuada para ello. Por lo tanto, se pueden determinar soluciones de juegos en unidades de dinero, no distorsionando la solución que habría sido alcanzada si se hubiera calculado ésta en utilidades.

De acuerdo a lo anterior, la función característica estará expresada en unidades monetarias, no importando para efectos de la propuesta la unidad monetaria a usar en particular, dado que lo que se pretende determinar es la participación o responsabilidad de cada agente en los costos de la línea en estudio y no la magnitud monetaria de dicha participación o responsabilidad.

Es importante considerar que no existen restricciones de ningún tipo en la formación de coaliciones entre los distintos agentes participantes en el juego, entendiendo que ellos son autónomos, inteligentes y racionales, es decir, se formarán coaliciones en la medida que exista una mutua conveniencia para los agentes interesados en formarla; es así como dos o más coaliciones formarán una nueva entidad, en la medida que esta última les asegure que no tendrán un mayor costo o una mayor asignación que la que habrían obtenido si hubieran seguido actuando en forma separada.

Dadas las características de subaditividad que presenta este tipo de juegos de asignación de costos, especialmente cuando las funciones de costos implícitas consideran retornos crecientes a escala como es el caso de los costos de transmisión, se crea un ambiente de negociación y de cooperación y colaboración proclive a la formación de coaliciones, de tal

forma que en la mayoría de los casos es posible que se forme la coalición integrada por todos los agentes participantes en el juego, conocida tradicionalmente como la gran coalición, mencionada en el capítulo 3 de la presente tesis.

Una vez determinados los valores de la función característica del juego, su solución se obtiene usando algunos de los mecanismos de resolución de juegos cooperativos planteados en el capítulo 3, como ser: valor Shapley, nucleolo, kernel u otros. De esta forma, se obtiene la configuración de pago PC_k o *payoff* para la línea k en estudio.

$$PC_k = (\mathbf{x}^k; \mathbf{d}^k) \quad (4.4)$$

donde:

\mathbf{x}^k : es el vector de asignación de costos de la línea k , cuyos componentes representan la asignación correspondiente a cada agente participante en el juego.

\mathbf{d}^k : corresponde a la configuración de coaliciones final que se formó en el juego y en base a la cual se ha determinado \mathbf{x}^k .

La determinación de la configuración de pago de la línea k en estudio: PC_k , especialmente la determinación de su vector de pagos \mathbf{x}^k , permite establecer la asignación de costos $CA_{i,k}$, en términos de porcentaje de los costos totales de la línea k , a ser asignado a cada agente i del juego.

$$CA_{i,k} = \frac{x_i^k(+)}{\sum_{i=1}^N x_i^k(+)} \quad (4.5)$$

donde:

$CA_{i,k}$: participación del agente i en la asignación de costos de la línea k .

x_i^k : componente positiva del vector pagos de la línea k correspondiente al agente i .

Entendiendo que, como resultado del juego, el vector de costos tendrá componentes positivos y negativos, los cuales representan los pagos que un agente debe hacer

o recibiría respectivamente por el uso que hace de la línea de transmisión en estudio. La asignación final de costos se asume entre aquellos que resulten con valores de asignación positivos, según la ecuación (4.5), considerando que no existirán pagos a aquellos que resulten con asignaciones negativas. De esta forma, los agentes que tengan asignaciones negativas tendrán una asignación de costos final nula por la línea en estudio.

La situación planteada, en términos de no considerar pagos o asignaciones a aquellos que como resultado del juego obtengan asignaciones negativas, es decir, deban recibir compensaciones en dinero, se justifica en el hecho que, por un lado, se ha establecido en la metodología propuesta que cualquier agente plantea un requerimiento sobre una determinada línea independientemente del sentido del flujo que circula por ella a causa del requerimiento de dicho agente, y por otro lado, el hecho de que en la mayoría de las regulaciones del sector transmisión estudiadas, estas compensaciones no existen o son difíciles de implementar o consensuar entre los agentes; sin embargo, de ser necesaria su inclusión, no implica una dificultad adicional el considerar las compensaciones para dichos agentes.

Es conveniente señalar en este punto que las restricciones adicionales de no pago a aquellos agentes que resulten con asignaciones negativas, reducen el tamaño del núcleo, con lo cual la solución obtenida pudiera encontrarse fuera de él, con la consiguiente pérdida de eficiencia económica. Sin embargo, en términos prácticos, es una solución mucho más aceptable por parte de los agentes involucrados.

De acuerdo a lo anterior, la metodología propuesta no considera compensación para los agentes que resulten con asignaciones negativas, las que solamente ayudarán a reducir la magnitud de las asignaciones finales de aquellos que resulten con asignaciones positivas.

De esta forma, la configuración de pagos final para la línea k en estudio estará determinada por:

$$PCF_k = (\mathbf{ca}^k ; \mathbf{d}^k) \quad (4.6)$$

donde:

\mathbf{ca}^k : es el vector de asignación porcentual de costos de la línea k en estudio, cuyos componentes $CA_{i,k}$ se determinan de acuerdo a la ecuación (4.5).

\mathbf{d}^k : es la estructura final de coaliciones formada, para los agentes participantes del juego de asignación de costos de la línea k en estudio.

Para determinar la asignación que corresponde a un determinado agente i , del costo total de un sistema de transmisión, es necesario sumar todas las asignaciones que el respectivo agente tiene en cada una de las líneas del sistema de transmisión considerado, así tenemos:

$$C_i = \sum_{k=1}^{NL} CA_{i,k} * CL_k \quad (4.7)$$

donde:

C_i : es la participación que le corresponde al agente i en el costo total del sistema de transmisión.

$CA_{i,k}$: participación del agente i en la asignación de costos de la línea k .

CL_k : Costo total de transmisión de la línea k .

NL : número de líneas del sistema de transmisión.

Para una mejor comprensión de la metodología general propuesta se ha considerado oportuno analizar dos situaciones relevantes, relacionadas con la determinación de los agentes que participan en el juego. En los esquemas regulatorios establecidos en los distintos países, no existe uniformidad en lo que dice relación con la determinación de quién

debe ser el responsable de sustentar los costos de los sistemas de transmisión. Es así como en algunos de ellos, se delega la responsabilidad en los generadores, en otros a los consumidores y en otros, las responsabilidades son compartidas.

Consecuente con el modelo conceptual y teórico de mercado eléctrico considerado en esta tesis, la competencia se da principalmente a nivel de generación. Bajo estas consideraciones, en el óptimo, se maximiza el beneficio social y los generadores reciben un pago igual a la totalidad de sus costos de generación (incluidas las líneas de conexión necesarias para alcanzar los sistemas troncales de la red principal): bajo esta perspectiva, agregar un costo adicional por peaje a los generadores alterará los costos de generación de las diferentes tecnologías, provocando un aumento de la energía no servida y por ende un aumento de la utilización de la generación de punta, así como también un aumento en los costos y en el precio pagado por los consumidores.

De esta forma, cualquier cargo adicional por transmisión a los generadores, será traspasado a los consumidores en mayor o menor medida, dependiendo de la elasticidad de su demanda.

De acuerdo a lo planteado precedentemente, se analizarán dos casos particulares: el primero es cuando se considera a los generadores como los agentes del juego, y el segundo cuando se considera a los consumidores como los agentes del juego de asignación de costos.

4.3.1 Perspectiva desde los generadores

Si los agentes a considerar en el juego de asignación de costos son los generadores del sistema eléctrico, la metodología propuesta sugiere considerar, para cada línea, el flujo máximo que circula por ella y las condiciones de demanda y generación que

permiten establecer dicho flujo máximo, así como la distribución espacial de las cargas y generaciones .

A partir de ello es posible determinar la función característica del juego, basado en las siguientes reglas.

- i. Sólo participan los generadores que en condiciones de flujo máximo para la línea k en estudio, se encuentran generando. Esto determina el número de agentes del juego, N .
- ii. Toda coalición de agentes debe ser capaz de suministrar la demanda total requerida por el sistema eléctrico en condiciones de flujo máximo para la línea k en estudio. Esto permite determinar los requerimientos de transmisión de cada coalición en particular sobre la línea k en estudio.
- iii. De requerirse mayor generación para una coalición de agentes que la que están aportando individualmente en condiciones de flujo máximo para la línea k en estudio, ésta podrá ser aumentada en forma proporcional a su porcentaje de participación en la generación de dicha coalición.
- iv. Los requerimientos de transmisión de cada coalición, expresados en términos de flujo, son independientes del sentido que tenga el flujo en la línea k en estudio. Para efectos de la función característica del juego, sólo interesa la magnitud del requerimiento.
- v. No existirá pago a aquellos agentes que, producto del juego realizado, resulten con asignaciones negativas.

De esta forma, para una línea k de un sistema de transmisión en condiciones de flujo máximo, se plantea el juego cooperativo (NG, c) donde NG es el conjunto de agentes generadores participantes en el juego y c su función característica. El valor de la función característica para cada agente o coalición de agentes queda determinado por los requerimientos en términos de flujo sobre la línea k en estudio que demanden dichos agentes o coaliciones de agentes. Para ello, se debe determinar el flujo por la línea k cuando cada agente actúa solo o formando coaliciones con otros agentes enfrentando la demanda total del sistema.

La función característica del juego queda determinada por:

$$C_k^S = f_k^S \quad ; \quad \forall S \subseteq NG \quad (4.8)$$

El flujo de potencia f_k^S por la línea k ubicada entre la barra l y la barra m , debido a la participación de la coalición S , es calculado mediante un flujo de corriente continua (flujo DC) de acuerdo a la siguiente expresión:

$$f_k^S = \frac{1}{x_{l,m}} (\Theta_l^S - \Theta_m^S) ; \quad \forall S \subseteq NG \quad (4.9)$$

donde $x_{l,m}$ representa la reactancia de la línea ubicada entre las barras l y m de la red y los ángulos de fase Θ están dados por :

$$\Theta^S = \mathbf{B}^{-1} \mathbf{P}^S \quad (4.10)$$

donde \mathbf{B} corresponde a la matriz de susceptancia de barras para el flujo DC y \mathbf{P}^S corresponde al vector de potencia inyectadas (generación menos cargas) en cada barra del sistema eléctrico, para cada coalición S .

$$\mathbf{P}^S = \mathbf{G}^S - \mathbf{L} \quad (4.11)$$

los componentes del vector de cargas L son los determinados según la ecuación (4.2), y los componentes del vector de generaciones G^S para la coalición S estarán determinados por:

$$G_i^S = \frac{\sum_{i=1}^N G_i}{\sum_{i \in S} G_i} * G_i \quad (4.12)$$

donde:

G_i : es la generación del generador i en condiciones de máximo flujo para la línea k en estudio.

G_i^S : es la generación del generador i cuando la coalición S debe suministrar la demanda del sistema.

N : es el número de generadores considerados en el juego.

De esta forma, asumiendo que la generación en su totalidad es suministrada por cada una de las coaliciones de agentes que es posible formar, la coalición de agentes en formación se repartirá la generación total, en proporción a su contribución de potencia, en demanda máxima al sistema eléctrico.

Es muy probable que, en la determinación de los valores de la función característica del juego para cada coalición en particular, se excedan los límites de generación de algunos generadores, y el flujo requerido por la coalición sobre la línea k en estudio también supere la capacidad máxima de diseño de dicha línea. La situación final de asignación mediante el juego, resguarda que los generadores no excedan su generación en condiciones de flujo máximo para la línea k en estudio, y la estructura final de coaliciones formadas, generalmente la gran coalición, requerirá en términos de flujo por la línea k una cantidad igual al flujo máximo determinado, lo que permitirá sufragar todos los costos de la línea de transmisión en estudio.

Esta situación es perfectamente aceptable, en la medida que estamos evaluando situaciones alternativas tanto de generación como de flujo por la línea k en estudio, y cuyo objetivo es conocer por parte de los distintos agentes participantes en el juego, y en especial

de los pertenecientes a la coalición en análisis, sus costos alternativos o *stand alone cost* de tener que atender, en forma exclusiva, la demanda del sistema con los generadores participantes en la coalición.

El resto de la metodología, para la situación en que los generadores son los agentes del juego, es similar a la planteada en la sección 4.3 anterior. Específicamente, se continúa con la resolución del juego con algún método de resolución ya señalado, lo que permite determinar la configuración de pago PC_k de acuerdo a la ecuación (4.4), para luego continuar con la determinación de la asignación de costos $CA_{i,k}$ en términos del porcentaje de los costos totales de la línea k a ser asignado a cada agente i del juego, de acuerdo a la ecuación (4.6).

4.3.1.1 Ejemplos ilustrativos

Para efectos de explicación y análisis, se considerarán dos situaciones de interés en las cuales se considerará a los generadores como agentes del problema. La primera dice relación con la interacción de dos generadores ubicados cada uno en una barra distinta de la red, la segunda plantea el problema de más de un generador ubicado en la misma barra.

4.3.1.1.1 Generadores ubicados en distintas barras de la red

El ejemplo se inicia considerando que la línea en estudio se encuentra en condición de flujo máximo, de esta forma nos aseguramos que en términos de generación y carga se estará sometiendo a la línea a su máxima exigencia de servicio. En términos de generación, es importante tener en cuenta los costos de producción de cada una de las centrales conectadas a la red, ya que éstos determinarán la secuencia en que las centrales irán entregando su energía al sistema. Es por esto que la consideración de la central marginal en la

condición planteada, constituye un dato importante que debemos tener presente en la propuesta.

Supongamos en el sistema de la figura 4.1, que el costo variable del generador 1 es menor que el costo variable del generador 2, es decir, $cv_1 < cv_2$, con lo cual, si el generador 2 está generando, él será el generador marginal del sistema.

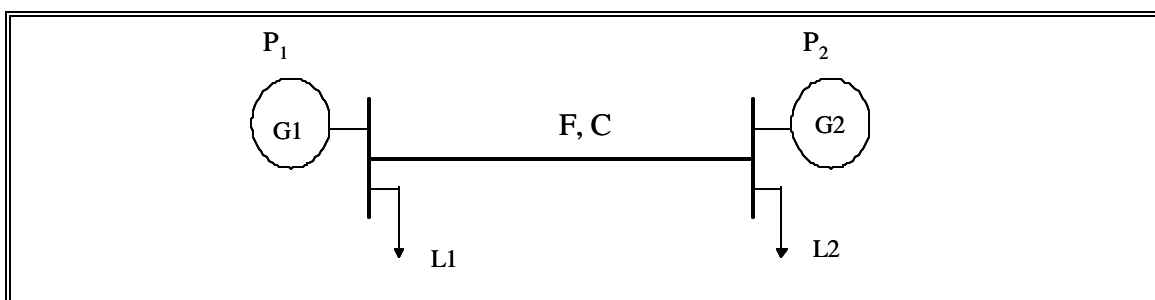


Figura 4.1: Sistema de dos barras y dos generadores

Asimismo, supongamos que la condición de flujo máximo está dada por los siguientes valores: $P_1 = 220$ MW; $P_2 = 50$ MW; $L_1 = 120$ MW; $L_2 = 150$ MW; $F = 100$ MW. En este caso, la capacidad de transmisión de la línea que une las barras 1 y 2 es 200 MW.

Como el servicio debe ser entregado en toda circunstancia, existe acceso abierto a las redes, y que por efectos reguladores es posible que consumidores y generadores establezcan contratos comerciales de suministro con cualquiera de los agentes sin restricción de ningún tipo, es posible simular diferentes situaciones de suministro a los consumidores, por ejemplo aquellas en que cada generador entrega el servicio completo, asumiendo el costo de la transmisión necesaria (*stand alone cost*), y luego situaciones en que ambos generadores cooperan, y, por lo tanto, comparten tanto la entrega de suministro a los consumidores como

el costo de la transmisión. Este costo debería corresponder al de la red planificada correctamente, en términos de servicio de transmisión, incluyendo conceptos de capacidad, calidad, seguridad y respaldo para el sistema de transmisión.

Asumiendo que los agentes que participan en el mercado eléctrico son inteligentes, autónomos y racionales, es decir, que prefieren ganar más que ganar menos, o bien, en términos de costos, prefieren tener menores que mayores costos, es posible establecer la cooperación entre ellos basada en este principio de racionalidad económica.

De esta forma, es posible establecer un juego cooperativo (NG, c) entre los dos generadores, de modo de obtener una asignación de costos que sea justa y equitativa para ambos agentes y que haga posible o garantice la estabilidad de la coalición en el tiempo. Adicionalmente, se debe buscar una solución eficiente que asigne todos los costos de la línea de transmisión en estudio.

Para la situación planteada, si el generador 1 tuviera que atender toda la demanda, requeriría una línea de transmisión capaz de soportar un flujo de 150 MW, de donde establecemos que su *stand alone cost* sería 150²⁶. De la misma forma, para el generador 2 el costo sería de 120. Estos costos corresponden al flujo necesario por la línea de transmisión, para suministrar todo el servicio a los consumidores, en forma individual por cada uno de los generadores conectados a la red.

Es claro que el generador 2 tiene un menor requerimiento en términos de red de transmisión que el generador 1. Lo anterior no significa que el generador 2 no esté interesado en la red de transmisión o no requiera de dicha red, ya que él podría tener contratos

²⁶ Para efectos de costos, se usará la magnitud del flujo por las líneas, ya que lo que interesa finalmente es la proporción del costo de una determinada línea que le corresponde pagar a cada agente.

comerciales con integrantes de la carga 1, y aunque éste no genere en una determinada condición de operación, requeriría de la red para acceder al precio o costo marginal de la barra 1.

Si los dos generadores deciden actuar en conjunto, enfrentarán juntos un costo de 100 por la red de transmisión, que corresponde al flujo necesario para suministrar todo el servicio a los consumidores, teniendo presentes sus costos marginales y las capacidades de generación de ambos. De esta forma, a los dos les conviene la cooperación y por ende la formación de una coalición para enfrentar los costos de la transmisión. Tomada la decisión de cooperar, la permanencia de la coalición en el tiempo dependerá de cuán conveniente para ambos sean los pagos que cada uno tenga que hacer por la red de transmisión.

Como consecuencia del análisis previo, se puede plantear la siguiente función característica del juego cooperativo formado por los agentes 1 y 2:

$$C1=150; C2= 120; C12= 100 \quad (4.13)$$

Para la resolución del mismo, es posible usar varias técnicas de resolución de juegos cooperativos, como ser: el valor Shapley, el nucleolo u otro.

El resultado es la siguiente configuración de pagos: PCF 1-2 = {65, 35; 12}²⁷, cuya interpretación corresponde a que del costo de la red de transmisión, es decir, de la línea entre las barras 1 y 2, el generador 1 debe pagar el 65% y el generador 2 debe cancelar el 35%.

²⁷ Debemos recordar, según lo planteado en la ecuación (4.6), que las asignaciones son expresadas como porcentaje del costo total de la línea.

La solución obtenida es independiente de la condición de operación del sistema. Si bien se tomó como base la operación en condiciones de flujo máximo para la línea, la forma en que se reparten los costos entre los dos generadores responde más bien a cómo se reparten los ahorros generados, al pasar de una situación en que se debe suministrar en forma individual todo el servicio a los clientes a una en la cual cooperan en un despacho económico para hacerlo. Si el generador 2, que es el generador marginal, debe pagar por la red, se debe principalmente a que la línea es usada por dicho generador fundamentalmente para tener acceso al precio de mercado en otras condiciones de operación, y así poder atender sus contratos comerciales con los consumidores ubicados tanto en la barra 1 como en la 2; lo anterior dependerá de la capacidad y gestión comercial de éste para establecer dichos contratos.

Por otro lado, si el generador 2 tuviera costos variables inferiores a los del generador 1, pero estuviera limitado en cuanto a capacidad a una cantidad inferior a 150 MW, el generador 1 sería el generador marginal e igualmente debería pagar por el uso de la línea de transmisión.

Ambos generadores están interesados en comercializar la energía que pueden generar y, si pudieran, expulsarían a su competidor. Debemos recordar que los generadores compiten por colocar su producción en los diferentes centros de consumo, fundamentalmente a través del establecimiento de contratos con los consumidores, y en virtud de los cuales, que pueden ser incluso de estimación previa, programan sus instalaciones. Adicionalmente, para el mercado tipo bolsa es irrelevante dónde esté la central marginal ya que ella no determina el precio, puesto que se trata de un mercado comercial más que físico. En el caso de la figura 4.1, se supone que el generador 1 debería ofrecer más barato que el generador 2, lo que no es completamente cierto, ya que dependerá de la estrategia comercial del generador 2. De esta manera, ¿qué ocurre si el generador 2 ofrece un precio por debajo de la oferta del generador

1?, sucederá que el generador 2 generará y requerirá de la red para atender al consumidor de la barra 1.

Por lo anterior, algunos métodos basados en el área de influencia o en factores de distribución usados tradicionalmente, no son totalmente aplicables de acuerdo con esta nueva concepción del funcionamiento del mercado eléctrico.

Los resultados de la aplicación de dichos métodos²⁸ cuando se responsabiliza a los generadores por el pago de dicho sistema dan como responsable de la línea de transmisión en un 100% al generador 1, en vez del 65% que le asigna la metodología propuesta.

Se puede verificar que los costos de las coaliciones, determinados como los valores de la función característica para las diferentes coaliciones, cumplen con la propiedad de la subaditividad, es decir, los costos de transmisión para un grupo de agentes son inferiores a sus costos individuales.

$$c(S \cup T) \leq c(S) + c(T); \forall S, T \subseteq NG, \text{ tal que } S \cap T = \emptyset \quad (4.14)$$

Desde un punto de vista analítico, y dado el modelo usado, no es posible demostrar que en todos los casos teóricos posibles se cumpla el principio de subaditividad de costos, requisito imprescindible para la teoría de juegos cooperativos. Sin embargo, en la mayoría de los casos reales de sistemas eléctricos esta situación está garantizada, aún cuando no es posible demostrarlo en forma analítica.

²⁸ Área de influencia, participaciones marginales, participaciones medias, factores generalizados de distribución de la generación y factores de distribución de desplazamiento de la generación.

Por otro lado, la distribución de pagos es justa, equitativa y la solución es eficiente, ya que cumple con las racionalidades impuestas en el planteamiento de juegos cooperativos, es decir, se cumple que:

$$\begin{aligned} x(i) &\leq c(i); \forall i \in NG \\ x(S) &\leq c(S); \forall S \notin \mathbf{d} \\ x(NG) &= c(NG) \end{aligned} \quad (4.15)$$

$$\text{con } x(S) = \sum_{i \in S} x_i \quad (4.16)$$

Lo anterior significa que ningún agente o coalición de agentes debe tener un costo mayor que su costo alternativo o *stand alone cost*, y la asignación de costos resultante del juego para todos los participantes debe ser idéntica a los costos totales del sistema de transmisión. Esto último se conoce como *break-even condition* u «óptimo de Pareto».

4.3.1.1.2 Generadores ubicados en una misma barra

Consideremos la red de la figura 4.2, con dos generadores de 200 MW de capacidad, donde el costo variable del generador 1 es menor que el del generador 2, es decir: $cv_1 < cv_2$; ambos generadores suministran una carga de 300 MW a través de una línea de transmisión que une los generadores con la carga. El generador marginal será el generador 2.

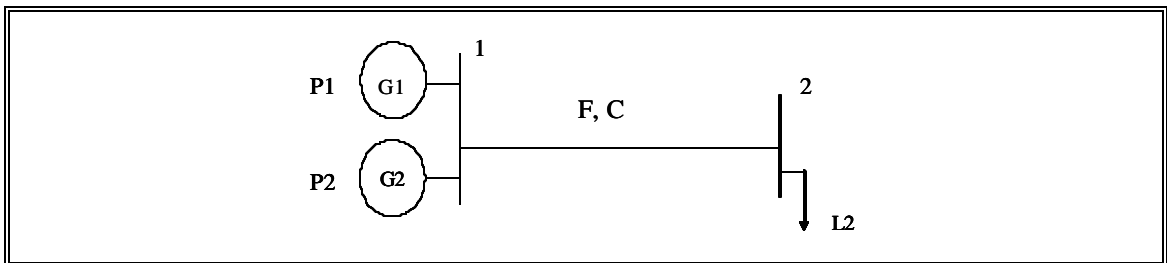


Figura 4.2: Dos cargas y dos generadores en la misma barra.

Asumiendo que la condición de flujo máximo para la línea es de 300MW, se puede determinar la función característica del juego de dos jugadores (dos generadores), que queda definida como:

$$C1=300; C2= 300; C12= 300 \quad (4.17)$$

Aplicando mecanismos de resolución de juego, la configuración de pago será: $PCF_{1,2} = \{50, 50; 12\}$ cuya interpretación corresponde a que del costo de la línea de transmisión, es decir, de la línea entre las barras 1 y 2, el generador 1 debe pagar el 50% y el generador 2 debe cancelar el 50% restante.

Los resultados de la aplicación del método de participaciones marginales no asigna a ninguno de los dos generadores responsabilidad en el financiamiento de la línea; desde el punto de vista de este método, sería una línea asignable en un 100% a la carga ubicada en la barra 2 de consumo. Para el método de los factores generalizados de distribución de la generación GGDF y el método de las participaciones medias, la responsabilidad en el financiamiento de la línea en estudio es compartida en un 66,67% por el generador 1 y en un 33,33% por el generador 2. Sin embargo, para el método de las participaciones marginales, los generadores no deberían participar en el financiamiento de la línea, responsabilidad que es atribuida, en este caso, al consumidor ubicado en la barra 2.

En el contexto del modelo del mercado eléctrico que ha sido considerado como el mercado de referencia de la presente tesis, en el cual los generadores y consumidores pueden realizar libremente sus contratos de abastecimiento y suministro, para el autor es más representativa la solución entregada por la modelación propuesta, debido a que representa en mejor forma la acciones que los diferentes agentes pueden emprender en dicho mercado, en base a su especiales características de autonomía inteligencia y racionalidad en la toma de decisiones.

4.3.2 Perspectiva desde los consumidores

Si los agentes a considerar en los juegos de asignación de costos son los consumidores del sistema eléctrico, la metodología propuesta sugiere tener en cuenta, para cada línea en estudio, el flujo máximo que por dicha línea circula y las condiciones de demanda y generación necesarias para que se dé dicha condición de flujo máximo. Con ello es posible determinar las cargas L_i y generadores G_i de cada barra de la red, en base a lo planteado en la ecuación (4.2).

Asumiendo que cada consumidor actúa en forma individual o formando coaliciones con otros agentes, la generación necesaria para atenderlo se suministra dependiendo de los costos variables de generación de cada generador y de la capacidad de generación de los mismos, es decir, los generadores se despachan, mediante un despacho económico, hasta su capacidad máxima.

Se ha considerado solamente la condición de flujo máximo, debido a que las restantes posibles condiciones de operación del sistema eléctrico quedan incluidas, por la forma como se determina la función característica del juego.

A partir de ello es posible determinar la función característica del juego, basado en las siguientes reglas:

- i. Sólo participan los consumidores que en condiciones de flujo máximo para la línea k en estudio, se encuentran como cargas de la red. Esto determina el número de agentes del juego, NC.

- ii. Toda coalición de agentes obtiene su suministro al menor costo posible de generación, respetando las capacidades máximas de los generadores del sistema eléctrico. Esto permite determinar los requerimientos de transmisión de cada coalición en particular, sobre la línea k en estudio.
- iii. Los requerimientos de transmisión de cada coalición, expresados en términos de flujo, son independientes del sentido que tenga el flujo en la línea k en estudio. Para efectos de la función característica del juego sólo interesa la magnitud del requerimiento.
- iv. No existirá pago a aquellos agentes que producto del juego realizado resulten con asignaciones negativas.

De esta forma, para una línea k de un sistema de transmisión en condiciones de flujo máximo, se plantea el juego cooperativo (NC, c) donde NC es el conjunto de agentes consumidores participantes en el juego y c su función característica. El valor de la función característica para cada agente o coalición de agentes, queda determinado por los requerimientos en términos de flujo sobre la línea k en estudio, que demanden dichos agentes o coaliciones de agentes. Para ello, se debe determinar el flujo por la línea k cuando cada agente actúa solo o formando coaliciones con otros agentes.

La función característica quedará determinada por la relación:

$$C_k^S = f_k^S \quad ; \quad \forall S \subseteq NC \quad (4.18)$$

donde el flujo de potencia f_k^S que circula por la línea K ubicada entre la barra l y la barra m debido a la participación de la coalición S , es calculado mediante un flujo en corriente continua (flujo DC) de acuerdo a la siguiente expresión:

$$f_k^s = \frac{1}{x_{l,m}} (\Theta_l^s - \Theta_m^s); \forall S \subseteq NC \quad (4.19)$$

donde $x_{l,m}$ representa la reactancia de la línea ubicada entre las barras l y m de la red, y los ángulos de fase Θ están dados por :

$$\Theta^S = \mathbf{B}^{-1} \mathbf{P}^S \quad (4.20)$$

donde:

\mathbf{B} : corresponde a la matriz de susceptancia de barras para el flujo DC.

\mathbf{P}^S : corresponde al vector de potencia inyectadas (generación menos cargas) en cada barra del sistema eléctrico, para cada coalición S .

Para una determinada coalición S , se requiere fijar la generación inyectada al sistema por cada generador del sistema eléctrico. Para ello se debe realizar un despacho económico, el cual tendrá en cuenta los costos variables de producción de cada generador y sus respectivas capacidades máximas de generación, así tendremos:

$$\min \sum_{i=1}^N cv_i(G_i)G_i \quad (4.21)$$

sujeto a que la generación total sea igual a la demanda planteada por la coalición S .

$$\sum_{i=1}^N G_i - \sum_{L_i \in S} L_i = 0 \quad (4.22)$$

$$G_i^{\min} \leq G_i \leq G_i^{\max} \quad (4.23)$$

De esta forma, el despacho económico para la coalición S , determina las componentes del vector de generaciones G^S que minimiza el costo de generación para dicha coalición. Con ello es posible determinar para la coalición S el vector \mathbf{P}^S :

$$\mathbf{P}^S = \mathbf{G}^S - \mathbf{L}^S \quad (4.24)$$

A partir de esto es posible determinar la función característica mediante las ecuaciones (4.19) y (4.18).

Resuelto el juego mediante mecanismos de resolución de juegos indicados en el capítulo III, es posible determinar la configuración de pago $PC(\mathbf{x}, d)$.

Es muy probable que en la determinación de los valores de la función característica del juego para cada coalición en particular, se excedan los límites de diseño de la línea k en estudio. La asignación final considera las necesidades que la estructura final de coaliciones formadas, generalmente la gran coalición, requerirá en términos de flujo por la línea k , es decir, una cantidad igual al flujo máximo determinado para la línea en estudio, lo que permitirá sufragar todos los costos de la línea de transmisión en estudio.

Esta situación es perfectamente aceptable, en la medida que estamos evaluando situaciones alternativas de flujo por la línea k en estudio, cuyo objetivo es conocer por parte de los distintos agentes participantes en el juego, y en especial de los pertenecientes a la coalición en análisis, sus costos alternativos o *stand alone cost* de tener que atender en forma exclusiva la demanda de la coalición con los generadores participantes en un despacho económico.

El resto de la metodología, para la situación en que los consumidores son los agentes del juego, es similar a la planteada en la sección 4.3.1 anterior. Específicamente, se continúa con la resolución del juego con algún método de resolución ya señalado, lo que permite determinar la configuración de pago PC_k de acuerdo a la ecuación (4.4), para luego continuar con la determinación de la asignación de costos $CA_{i,k}$ en términos del porcentaje de los costos totales de la línea k , a ser asignado a cada agente i del juego, de acuerdo a la ecuación (4.6).

Para efectuar los cálculos de exigencias en términos de flujos para los tramos analizados, se usan algoritmos de flujo DC, y para la aplicación de los mecanismos de resolución de juegos cooperativos, se han implementado los algoritmos correspondientes en *Mathematica*[®].

4.3.2.1 Ejemplo ilustrativo

Consideremos el mismo ejemplo dado en la sección 4.3.1.1, es decir, supongamos en el sistema de la figura 3, que el costo variable del generador 1 es menor que el costo variable del generador 2, es decir, $cv_1 < cv_2$, con lo cual, si el generador 2 está generando, él será el generador marginal del sistema.

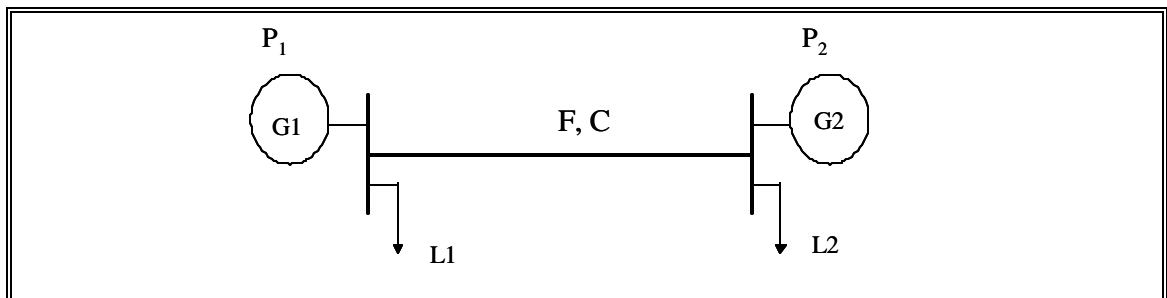


Figura 4.3: Sistema de dos barras y dos generadores

Asimismo, supongamos que la condición de flujo máximo está dada por los siguientes valores: $P_1 = 220$ MW; $P_2 = 50$ MW; $L1 = 120$ MW; $L2 = 150$ MW; $F = 100$ MW. En este caso, la capacidad de transmisión de la línea que une las barras 1 y 2 es 200 MW.

Los agentes considerados para financiar con sus pagos los costos de transmisión, corresponden a los consumidores L1 y L2, quienes reciben suministro a mínimo costo, dentro de las restricciones del mercado en que dichas cargas se encuentran ubicadas.

Si el consumidor L1 en forma aislada, desea suministro al menor costo posible, no le queda más que conectarse a la barra 1, donde se ubica el generador 1 con capacidad para atenderlo y con costo variable de producción menor que el generador 2, y por lo tanto, su *stand alone cost* es nulo. Para el consumidor L2, la situación es diferente, ya que él tiene una posibilidad de menor costo en barra 1, pero debe pagar por la transmisión, pero otra posibilidad es conectarse a la barra 2 y solicitar suministro del generador 2, que tiene un costo variable de producción mayor, suponiendo que desea ser atendido en forma exclusiva por el generador 1, que es más barato. Su *stand alone cost* será de 150²⁹. Si ambos consumidores cooperan y forman una coalición para obtener suministro al menor costo posible, el costo necesario de la transmisión será 100.

Si los dos consumidores deciden actuar en conjunto, ambos enfrentarán un costo de 100 por la red de transmisión, que corresponde al flujo necesario para obtener todo el servicio desde los generadores, teniendo presentes los costos variables de los mismos y capacidades de generación. De esta forma, a ambos les conviene la cooperación y, por ende, la formación de la coalición para enfrentar los costos de la transmisión. Tomada la decisión de cooperar, la permanencia de la coalición en el tiempo dependerá de cuán convenientes sean para ambos los pagos que cada uno tenga que hacer por la red de transmisión.

²⁹ La utilidad de un determinado flujo de potencia por una línea para un agente, se evalúa en términos monetarios, de acuerdo a lo señalado en la sección 3.2 [Kahan,1994].

Como consecuencia del análisis previo, se puede plantear el siguiente juego cooperativo:

$$C1=0; C2= 150; C12= 100 \quad (4.25)$$

El resultado del juego mediante: el valor Shapley, nucleolo, SCRB, nucleolo per cápita, corresponde a la siguiente configuración de pago: $PCF_{1-2} = \{0, 100; 12\}$, cuya interpretación corresponde a que el costo de la red de transmisión, es decir, de la línea entre las barras 1 y 2, debe ser pagado solamente por el consumidor ubicado en la barra 2.

La solución nos muestra que el consumidor ubicado en los puntos de generación más baratos del sistema, no debe pagar por líneas de transmisión que no usa, si existe capacidad de generación para atenderlo. En esta medida, es aceptable el concepto de «consumo hundido», para consumos ubicados en las barras más baratas del mercado eléctrico.

Los resultados de la aplicación de algunos métodos tradicionales como ser: área de influencia de consumos, participaciones marginales de consumo, participaciones medias y factores generalizados de distribución de carga [Rudnick, 1999], [Rubio, 2000], son coincidentes con lo determinado por la metodología propuesta y dan como responsable de la línea de transmisión en un 100% al consumidor 2 cuando se responsabiliza a los consumidores por el pago de dicho sistema.

4.4 Conclusiones

Se ha presentado una metodología de asignación de costos de transmisión, basada en los conceptos físicos y eléctricos de los sistemas eléctricos, en la concepción

económica del modelo conceptual y teórico del mercado, en el que se enmarca la presente tesis, así como también los conceptos y mecanismos de resolución de la teoría de juegos cooperativos. Se permiten soluciones que, junto con requerir la cooperación y coordinación de los agentes, entregan asignaciones de costos que son justas, equitativas y eficientes, en el sentido de asignar los costos totales de la transmisión o el complemento necesario, por ejemplo, para la tarificación marginalista y por otro lado, deja conforme a los distintos agentes, en el sentido de que no existen fundamentos para romper las coaliciones finales formadas, las que son estables en el tiempo si se considera que dichas condiciones de no reclamo perdurarán, en la medida que no se modifiquen fundamentalmente las condiciones de operación de la red, como ser entrada de nuevos actores al mercado, ya sean éstos consumos, generadores, transportistas, etc.

Es conveniente destacar en este punto, que un problema que subyace a la propuesta de la presente tesis y a todas aquellas planteadas en la literatura que se apoyen en métodos de resolución de juegos cooperativos, es el de la dimensionalidad del juego a formarse para sistemas con mayor número de barras, es decir, el problema asociado con la cantidad de coaliciones que se forman en cada juego cooperativo, la que depende del número de agentes involucrados y, tal como fue señalada en el capítulo 3, crece exponencialmente con la expresión 2^N , donde N es el número de jugadores del juego. Es así como, por ejemplo, para un sistema de 10 agentes, el número de coaliciones a formar es de 1024 y para un sistema de 20 agentes el número de coaliciones es de 1.048.576. Durante el desarrollo de la presente tesis, se han hecho algunos esfuerzos para enfrentar este tema, con algunos éxitos relativos, desde el punto de vista de la modelación. Es un tema que de por sí constituye un tema de investigación y debe ser enfrentado como desafío futuro de investigación en el tema.

Situaciones de sistemas más reales, sus análisis y comparaciones con métodos usados en el último tiempo en la asignación de los costos de los servicios de transmisión, serán analizados en el capítulo siguiente.

V. APLICACIONES A SISTEMAS DE PRUEBA

5.1 Resumen

En el presente capítulo se estudian aplicaciones de la metodología a diferentes sistemas de prueba usados en la literatura, en un escala reducida, las que se estudian tanto desde la perspectiva de considerar a los generadores como agentes de los juegos a realizar, como también a las cargas o consumos como agentes del juego. Asimismo se efectúan comparaciones de los resultados con métodos tradicionales de asignación de costos. Los resultados obtenidos son satisfactorios y comparables con las distintas metodologías tradicionales.

5.2 Introducción

Para efectos del estudio de las aplicaciones se considerará, en primer lugar, un sistema de tipo radial que representa la forma típica del sistema de transmisión troncal chileno, SIC³⁰. En segundo lugar, se estudiará el sistema enmallado, denominado comúnmente como el sistema de seis barras de Garver [Garver, 1970], que es el sistema con mayor número de barras analizado en la literatura de aplicaciones de juegos al problema de la tarificación de transmisión, y con el cual se pueden efectuar algunas comparaciones de los resultados de la metodología propuesta. El sistema de Garver es usado en varias publicaciones relacionadas con la planificación de la expansión de la red, y ha sido objeto especial de estudio mediante la utilización de los conceptos y mecanismos resolutivos de la teoría de juegos cooperativos para

³⁰ Sistema Interconectado Central de Chile

la asignación de los costos de expansión de la red [Contreras, 1999, 2000]. En tercer lugar se analiza el sistema de 4 barras, usado para explicitar las bondades del método de las participaciones medias [Bialeck, 1996, 1997a, 1997b, 1998, 1999]. Por último, se estudia un sistema de 5 barras de la IEEE con un grado mayor de enmallado de la red, el cual ha sido utilizado para explicar las bondades de algunos métodos tradicionales de asignación de costos por los servicios de transmisión como, por ejemplo, factores de distribución de desplazamiento de la generación y de desplazamiento de cargas [Rudnick, 1995].

Desde el punto de vista del desarrollo del capítulo, cada sistema eléctrico a analizar será estudiado, en primer lugar, desde la perspectiva de considerar a los generadores como agentes del juego, para luego estudiar el caso en que son los consumidores los agentes del juego.

En primer lugar analizaremos un sistema radial utilizado por la principal empresa de transmisión eléctrica chilena, Transelec S.A.³¹, como ejemplo ante el Tribunal Arbitral por peajes en el SIC³² en 1999, para demostrar las bondades del método de las participaciones marginales.

5.3 Sistema de Transmisión Radial

El sistema propuesto para el análisis se puede observar en la figura 5.1. Los datos y parámetros del sistema eléctrico; datos de líneas, despacho de generadores y cargas, datos de generadores y de flujos por las líneas en diferentes condiciones de demanda, se muestran en las tablas 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4, respectivamente.

³¹ Principal compañía de transmisión de energía eléctrica en Chile.

³² Sistema Interconectado Central de Chile.

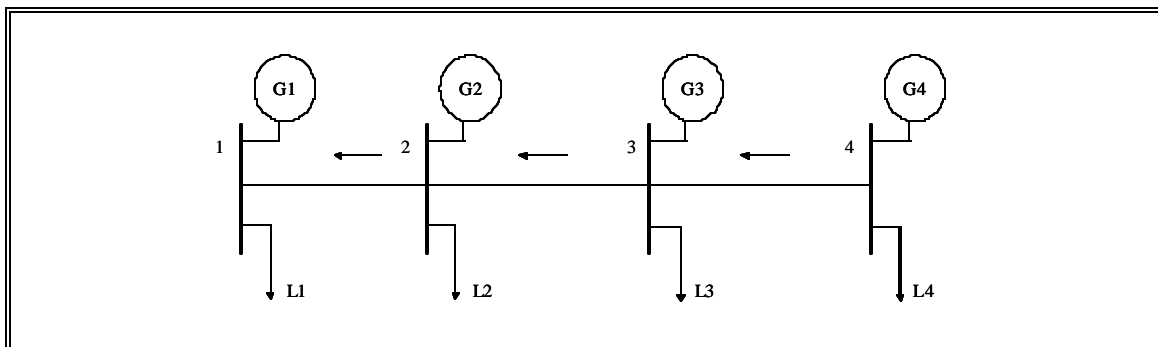


Figura 5.1: Sistema de transmisión tipo radial

Tabla 5.1: Datos de líneas del sistema de transmisión radial

Línea	Impedancia	Potencia máxima
1-2	$0.00 + j0.15$	200 MW
3-2	$0.00 + j0.05$	500 MW
4-3	$0.00 + j0.14$	200 MW

Tabla 5.2: Datos de generadores

Central	Tipo	Potencia máxima (MW)	Costo variable (US\$/MWh)
G1	Turbogas diesel	50	70
G2	Térmica carbón	600	22
G3	Térmica gas natural	400	12
G4	Hidroeléctrica de Pasada	200	0

Tabla 5.3: Datos de despacho de generadores y cargas en MW

Demanda	G1	L1	G2	L2	G3	L3	G4	L4
Punta	0	120	400	500	400	300	200	80
Media	0	84	100	350	400	210	200	56
Baja	0	48	0	200	200	120	200	32

Tabla 5.4: Datos de flujo por las líneas en MW

Demanda	2 a 1	3 a 2	4 a 3
Punta	120	220	120
Media	84	334	144
Baja	48	248	168

Tal como se indicó en la introducción del presente capítulo, se hará un análisis por separado, considerando en primer lugar a los generadores y, posteriormente, a los consumidores como agentes del juego.

5.3.1 Generadores como agentes del juego

En este caso, la modelación considera la evaluación de los costos de transmisión en que deben incurrir cada uno de los diferentes agentes (generadores) para atender el suministro de energía eléctrica, usando las diferentes líneas de la red de transmisión, a cuyo objeto se plantean diferentes juegos para cada línea del sistema de transmisión. De esta forma, se debe analizar cada línea del sistema de transmisión en forma separada. Los agentes considerados en la modelación corresponden a los generadores G2, G3 y G4. Para efectos de la solución del problema, es posible dejar de lado el generador G1, ya que, por razones de costos de operación, éste no aporta energía al sistema eléctrico en estudio.

5.3.1.1 Línea 1-2

Para efectos de cálculo, se considera la situación de demanda de punta o demanda máxima, ya que en dicha situación se produce el flujo máximo en la línea 1-2.

Considerando que toda la generación se encuentra concentrada en el generador G2 y que éste debe prestar el servicio de suministro a las cargas existentes, el uso de la línea

1-2 será de 120; la situación es similar para el resto de los generadores, por lo tanto, el uso será también de 120. Si ellos cooperan entre sí, por ejemplo G2 y G3, éstos compartirán la generación total en la proporción de su contribución en demanda de punta y el uso de la línea será de 120. Continuando de la misma forma con todas las posibles coaliciones, se puede establecer la cooperación entre todos los generadores, es decir, se forma la gran coalición, integrada en este caso por G2, G3 y G4, observándose además que para cada una de las coaliciones formadas, el costo por el uso de la línea 12 será de 120³³ unidades.

Tabla 5.5: Función característica del juego para la línea 1-2

Coalición	C2	C3	C4	C23	C24	C34	C234
Valor	120	120	120	120	120	120	120

Aplicando los mismos mecanismos de resolución de juegos cooperativos, como: valor Shapley, nucleolo, SCRB, nucleolo per cápita, etc., se obtiene la única solución en forma de configuración de pago $PC_{1-2} = \{40, 40, 40; 234\}$, es decir, $PCF_{1-2} = \{33.33, 33.33, 33.33; 234\}$. El total del costo de la línea debe ser compartido en forma equitativa por los agentes G2, G3, G4; dicho de otra forma, a cada uno de ellos corresponderá pagar el 33,33% de los costos de la línea.

5.3.1.2 Línea 2-3

Para este tramo, el análisis es similar al caso anterior, teniendo presente que los agentes siguen siendo los mismos, es decir, los generadores G2, G3, G4 y que el tramo de cálculo es aquél ubicado entre los nudos 2 y 3 del sistema eléctrico. La condición de análisis corresponde a la condición de flujo máximo por la línea 2-3, lo que se produce en condiciones de operación de demanda media del sistema, de acuerdo a la tabla 5.4.

³³ Equivalente al flujo en condiciones de demanda de punta por tramo 12.

Los valores de la función característica del juego, la cual cumple con la subaditividad de costos planteada en ecuación (4.14), son los indicados en la tabla 5.6 siguiente:

Tabla 5.6: Función característica del juego para la línea 2-3

Coalición	C2	C3	C4	C23	C24	C34	C234
Valor	266	434	434	294	200,667	434	334

Aplicando los mismos mecanismos de resolución de juegos cooperativos mencionados anteriormente, se obtienen las siguientes soluciones en forma de configuraciones de pago, expresadas en términos monetarios³⁴ y en porcentajes del costo de la línea, respectivamente.

PC_{2-3} (nucleolo) = {0, 213.67, 120.33; 234}, PCF_{2-3} (nucleolo) = {0, 63.97, 36.03; 234}, es decir, el total del costo de la línea debe ser compartido en un 63.97% por el generador G3, y en un 36.03% por el generador G4; el generador G2 no cancelará nada por dicho tramo.

PC_{2-3} (valor Shapley) = {0, 189.66, 144.14; 234}, PCF_{2-3} (valor Shapley) = {0, 56.84, 43.16; 234} es decir, el total del costo de la línea debe ser compartido en un 56.84% por el generador G3, un 43.16% por el generador G4; el generador G2 no cancelará nada por dicho tramo.

³⁴ Se asume que el beneficio de 1 MW de flujo por la línea en estudio es equivalente a una unidad monetaria.

$PC_{2-3}(\text{SCR}) = \{0, 201.17, 132.83; 234\}$, $PCF_{2-3}(\text{SCR}) = \{0, 60.23, 39.77; 234\}$ es decir, el total del costo de la línea debe ser compartido en un 60.23 % por el generador G3, un 39.77 % por el generador G4; el generador G2 no cancelará nada por dicho tramo.

Los valores de la función de pago para cada agente cumplen con las racionalidades impuestas en las ecuaciones (4.15).

5.3.1.3 Tramo 3-4

Para este tramo, el análisis es similar al caso anterior, teniendo presente que los agentes siguen siendo los mismos, es decir, los generadores G2, G3, G4, y el tramo de cálculo es aquél ubicado entre los nudos 3 y 4 del sistema eléctrico. En particular para este juego no es necesario considerar como agente al generador 2, que no se encuentra generando en la condición de análisis, ya que en demanda baja el generador marginal es el generador 3.

Los valores de la función característica del juego de dos jugadores, los generadores G3 y G4, la cual cumple con la subaditividad de costos planteada en ecuación (4.14), se presentan en la tabla 5.7 siguiente:

Tabla 5.7: Función característica del juego para la línea 3-4

Coalición	C3	C4	C34
Valor	32	368	168

Aplicando mecanismos de resolución de juegos cooperativos antes aludidos, se obtiene la siguiente solución única, en forma de configuración de pago, expresada en términos monetarios³⁵ y en porcentajes del costo de la línea, respectivamente.

$PC_{3-4} = \{0, 168; 34\}$, $PCF_{3-4} = \{0, 100; 34\}$, es decir, el total del costo de la línea debe ser pagado por generador G4.

Los valores de la función de pago para cada agente cumplen con las racionalidades impuestas en las ecuaciones (4.15).

5.3.1.4 Resumen de resultados y comparación con métodos tradicionales

En la tabla 5.8 siguiente se muestra un resumen de los resultados, en términos de porcentaje del costo total de la línea, para cada agente en particular, considerando la metodología propuesta y otras metodologías tradicionales para determinar participaciones en costos.

Tabla 5.8: Participación en los costos para la línea 1-2 según la metodología usada

Agente	Juegos	GGDF	Participaciones marginales	Participaciones medias
G2	33.33	40.00	0	64.52
G3	33.33	40.00	0	27.29
G4	33.33	20.00	0	8.19

No obstante, se puede observar la cercanía de las soluciones obtenidas, a excepción del método de las participaciones medias. Un análisis más fino nos permite comprobar que para la línea 1-2, los métodos basados en teoría de juegos asignan

³⁵ Se asume que el beneficio de 1 MW de flujo por la línea en estudio es equivalente a una unidad monetaria.

responsabilidad similar a los tres generadores, lo que intuitivamente parece correcto. En cambio, el método de las participaciones marginales no responsabiliza a ningún generador por dicho tramo, asumiendo que es responsabilidad de los consumos ubicados en barra 1. Por otro lado, el método de los parámetros GGDF, si bien determina el mismo factor de participación sobre el tramo para cada generador, al efectuar la prorrata, considera la menor generación de G4 en comparación con los generadores G2 y G3.

A juicio del autor, la interpretación correcta es la aportada por la solución basada en juegos, ya que los tres generadores (G2, G3, G4) exigen de la misma manera a la línea 1-2.

Para la línea 2-3 y 3-4, un resumen de los resultados, en términos de porcentaje del costo total de la línea, considerando distintas metodologías, se muestra en las tablas 5.9 y 5.10 siguientes.

Tabla 5.9: Participación en los costos para la línea 2-3 según la metodología usada

Agente	Valor Shapley	Nucleolo	SCRB	GGDF	Participaciones marginales	Participaciones medias
G2	0	0	0	0	0	0,00
G3	56,84	63,97	60,23	66,67	66,67	73,53
G4	43,16	36,03	39,77	33,33	33,33	26,47

Tabla 5.10: Participación en los costos para la línea 3-4 según la metodología usada

Agente	Juegos	GGDF	Participaciones marginales	Participaciones medias
G2	0	0	0	0
G3	0	0	0	0
G4	100	100	100	100

Para la línea 2-3 los métodos coinciden en asignar mayor responsabilidad al generador 3 sobre el generador 4, asignando cero responsabilidad al generador 2.

Nuevamente el método de las participaciones medias se encuentra más alejado del resto de las soluciones. Para la línea 3-4, todos los métodos coinciden en asignar un 100% de responsabilidad al generador 4.

Se debe tener en cuenta que la formulación basada en juegos considera aspectos técnicos de redes eléctricas y aspectos económicos de interacción entre agentes, y de inteligencia racional en la toma de decisiones.

5.3.2 Consumidores como agentes del juego

La modelación considera en esta sección a los consumidores como agentes del problema. Es así como tenemos los consumos L1, L2, L3 y L4 como agentes del juego, los que podrán actuar en forma individual o formando coaliciones, en la medida que racionalmente les sea conveniente, hasta formar la gran coalición, si ella es beneficiosa para cada uno de ellos. Nuevamente, el análisis se hará por cada una de las líneas de la red.

Para efectos de cálculo y estudio, se considera que el número de agentes del juego es de 4; la función característica se determina basándose en la metodología y ecuaciones planteadas en la sección 4.3.2. Para ello, se considera: la situación de demanda de punta o demanda máxima para el estudio o análisis de la línea 1-2, la situación de demanda media para el estudio o análisis de la línea 2-2, la situación de demanda baja o demanda mínima para el estudio o análisis de la línea 3-4, ya que en dichas situaciones se producen los flujos máximos por las líneas 1-2, 2-3, y 3-4, respectivamente.

5.3.2.1 Línea 1-2

El análisis efectuado para determinar los valores de la función característica para cada uno de los agentes y para cada una de las coaliciones posibles de formar, dice relación

con: comenzar considerando que la única demanda existente en la red es la del consumidor L1 y éste debe ser atendido desde los generadores existentes; en orden de mérito de sus costos variables, el uso de la línea 1-2 será de 120; en forma similar para el resto de los consumidores, el uso será nulo. Si ellos cooperan entre sí, por ejemplo L1 y L2, éstos compartirán el uso de la línea 1-2 con un costo de 120, similarmente para las coaliciones L1 y L3, L1 y L4. Para este tramo, toda coalición que involucre al consumo L1 tendrá un uso de 120, y cualquier coalición que no considere a L1 tendrá un uso nulo de dicho tramo. La función característica del juego, la cual cumple con la subaditividad de costos planteada en la ecuación (4.14), puede verse en la tabla 5.11 siguiente:

Tabla 5.11: Función característica del juego para las líneas 1-2, 2-3 y 3-4

Coalición	Línea 1-2	Línea 2-3	Línea 3-4
C1	120	84	48
C2	0	350	200
C3	0	0	120
C4	0	0	0
C12	120	434	200
C13	120	84	168
C14	120	84	48
C23	0	350	200
C24	0	350	168
C34	0	0	120
C123	120	390	200
C124	120	434	168
C134	120	84	168
C234	0	334	168
C1234	120	334	168

Aplicando mecanismos de resolución de juegos cooperativos mencionados en el capítulo 3, se obtiene la única solución en forma de configuración de pago $PC_{1-2} = \{120, 0, 0; 1234\}$, es decir, $PCF_{1-2} = \{100, 0, 0; 1234\}$, de donde se desprende que el total del costo de la línea 1-2 debe ser pagado por agente L1.

5.3.2.2 Línea 2-3

Para este tramo, el análisis es similar al de la sección 5.3.2.1 anterior, teniendo presente que los agentes siguen siendo los mismos, es decir, consumidores L1, L2, L3 y L4, y el tramo de cálculo, aquél ubicado entre los nudos 2 y 3 del sistema eléctrico. Los valores de la función característica del juego se encuentran indicados en tabla 5.11.

Aplicando los mismos mecanismos de resolución de juegos cooperativos, se obtienen las siguientes soluciones en forma de configuración de pago, expresada en términos monetarios y en porcentajes del costo de la línea, respectivamente.

$PC_{2-3}(\text{nucleolo}) = \{84, 250, 0, 0; 1234\}$, es decir, $PCF_{2-3}(\text{nucleolo}) = \{25.15, 74.85, 0, 0; 1234\}$, es decir, el total del costo de la línea debe ser compartido en un 25.15% por el consumidor L1, un 74.85% por el consumidor L2, y los consumidores L3 y L4 no deben cancelar nada por dicho tramo.

$PC_{2-3}(\text{valor Shapley}) = \{52.24, 281.76, 0, 0; 1234\}$, es decir, $PCF_{2-3}(\text{valor Shapley}) = \{15.64, 84.36, 0, 0; 1234\}$, el total del costo de la línea debe ser compartido en un 15.64% por el consumidor L1, un 84.36% por el consumidor L2, y los consumidores L3 y L4 no deben cancelar nada por dicho tramo.

$PC_{2-3}(\text{SCR B}) = \{52.13, 281.87, 0, 0; 1234\}$, es decir, $PCF_{2-3}(\text{SCR B}) = \{15.61, 84.39, 0, 0; 1234\}$, el total del costo de la línea debe ser compartido en un 15.61% por el consumidor L1, un 84.39% por el consumidor L2, y los consumidores L3 y L4 no deben cancelar nada por dicho tramo.

Los valores de la función de pago para cada agente cumplen con las racionalidades impuestas en ecuaciones (4.15).

5.3.2.3 Línea 3-4

Para este tramo, el análisis es similar al caso anterior, teniendo presente que los agentes siguen siendo los mismos, es decir, los consumidores L1, L2, L3 y L4, y la línea en estudio aquella ubicada entre los nudos 3 y 4 del sistema eléctrico. Los valores de la función característica del juego se encuentran indicados en tabla 5.11

Aplicando mecanismos de resolución de juegos cooperativos se obtiene la siguiente solución, a excepción del nucleolo, en forma de configuración de pagos expresada en términos monetarios³⁶ y en porcentajes del costo de la línea, respectivamente.

$PC_{3-4} = \{21.91, 91.3, 54.78, 0; 1234\}$, es decir, $PCF_{3-4} = \{13.04, 54.35, 32.61, 0; 1234\}$, el total del costo de la línea debe ser pagado en un 13.04% por el consumidor L1, un 54.35% por el consumidor L2 y 32.61% por el consumidor L3, quedando L4 libre de pago por dicho tramo.

$PC_{3-4}(\text{Nucleolo}) = \{0, 168, 0, 0; 1234\}$, es decir, $PCF_{3-4}(\text{Nucleolo}) = \{0, 100, 0, 0; 1234\}$, el total del costo de la línea debe ser financiado por el consumidor L2, y los consumidores L1, L3 y L4 no deben cancelar nada por dicho tramo.

Los valores de la función de pago para cada agente cumplen con las racionalidades impuestas en las ecuaciones (4.15).

³⁶ Se asume que el beneficio de 1 MW de flujo por la línea en estudio es equivalente a una unidad monetaria.

5.3.2.4 Resumen de resultados y comparación con métodos tradicionales

En las tablas que se presentan a continuación, se muestra un resumen de los resultados en términos de porcentaje del costo total de la línea para cada agente en particular, estableciéndose además una comparación con métodos tradicionales, como ser: área de influencia o participaciones marginales, participaciones medias y parámetros GLDF. Los resultados se muestran tabulados y aquellas columnas con nombre como “Juegos”, “Valor Shapley” o “Nucleolo” corresponden a la metodología propuesta en la presente tesis. Los distintos mecanismos de resolución de juegos cooperativos no necesariamente entregan los mismos resultados para un mismo juego, ya que ellos han sido diseñados bajo distintos objetivos y conceptos (ver Capítulo 3 para una mejor comprensión), es por esto que en algunas tablas y cuando los valores no son coincidentes, se señalan explícitamente los resultados de cada mecanismo resolutivo, agrupándose bajo la columna “Juegos” todos aquellos mecanismos de resolución de juegos cooperativos que entregan resultados idénticos o similares.

Tabla 5.12: Asignación de costos para la línea 1-2 según la metodología usada

Agente	Juegos	GLDF	Participaciones marginales	Participaciones medias
L1	100	100	100	19.36
L2	0	0	0	80.64
L3	0	0	0	0
L4	0	0	0	0

Tabla 5.13: Asignación de costos para la línea 2-3 según la metodología usada

Agente	Valor Shapley	Nucleolo	GLDF	Participación marginal	Participación media
L1	15.64	25.15	19.35	19,35	11.88
L2	84.36	74.85	80.65	80,65	49.51
L3	0	0	0	0	38.6
L4	0	0	0	0	0

Tabla 5.14: Asignación de costos para la línea 3-4 según la metodología usada

Agente	Juegos	Nucleolo	GLDF	Participaciones marginales	Participaciones medias
L1	13.04	0	13.04	13,04	10.96
L2	54.35	100	54.35	54,35	45.65
L3	32.61	0	32.61	32,61	27.39
L4	0	0	0	0	16.00

No obstante que se puede observar la cercanía de las soluciones obtenidas, un análisis más fino nos permite comprobar que para la línea 1-2 todos los métodos, con excepción del de las participaciones medias, que al parecer es poco aplicable a configuraciones tipo radial, asignan responsabilidad total al consumidor L1, lo que parece lógico y además previsible.

Para la línea 2-3, los resultados obtenidos a base del valor Shapley y de los parámetros GLDF son similares, no así el nucleolo, que entrega una interpretación levemente diferente. Sin embargo, los resultados obtenidos por todos los métodos, asignan una mayor responsabilidad al consumo L2 sobre la línea 2-3 que al consumo L1 y L3, lo que es coincidente con la magnitudes de los consumos relativos. El método de las participaciones medias entrega parte de la responsabilidad en el financiamiento del tramo al consumidor L3, lo que no es corroborado por el resto de los métodos.

Los resultados de las aplicaciones de juegos cooperativos, en este caso el *Shapley Value* y el nucleolo difieren, por lo que no es posible recomendar uno sobre el otro, ya que ambos tienen sus ventajas y desventajas en el tema de asignación de costos. Desde el punto de vista de los resultados obtenidos, aquéllos derivados mediante el *Shapley Value* son más cercanos a los resultados obtenidos por métodos tradicionales como ser GGDF, participaciones marginales o participaciones medias.

Es conveniente recordar que el objetivo perseguido por el nucleolo es minimizar la máxima insatisfacción de los agentes con respecto a la asignación final resultante. Cuando el núcleo del juego existe, el nucleolo es un único punto al interior del núcleo que cumple con todas las racionalidades: individual, colectiva y grupal señaladas en las ecuaciones (3.13, 3.14 y 3.16). Debido a lo anterior el nucleolo da una solución estable y aceptada por los jugadores. Por otro lado, el *Shapley Value* pretende una repartición equitativa, promediando la contribución marginal esperada por cada jugador al unirse a una coalición determinada en forma aleatoria, considerando que todas las permutaciones posibles de formar dicha coalición son equiprobables. Una de las dificultades del *Shapley value* es que no necesariamente está en el núcleo del juego, aunque es posible determinarlo aun si el núcleo no existe.

Las razones de las diferencias entre los métodos resolutivos de juegos cooperativos deben explicarse en los diferentes objetivos que se persiguen con cada uno de ellos. Dependerá de las características del juego el más recomendable en un caso u otro.

Para la línea 3-4, los métodos basados en juegos, a excepción del nucleolo, y los métodos GLDF y participaciones marginales entregan idénticos resultados, asignando igual responsabilidad a los consumidores L2 sobre dicho tramo, y una menor responsabilidad a L1 y L3 en su uso. El método de las participaciones medias también asigna responsabilidad en el financiamiento de la línea, al consumidor ubicado en la barra 4, lo cual no parece razonable.

Una situación especial ocurre cuando la simulación para la línea 3-4 se efectúa considerando la condición de demanda máxima para las tres líneas en su conjunto, en vez de aquella condición de operación que permite el flujo máximo en el tramo 3-4. En este caso, los resultados obtenidos aplicando metodologías de juegos, difieren de los mostrados en la tabla 5.14, ya que éstos asignan igual responsabilidad a los consumidores L2 y L3, y una menor responsabilidad al consumidor L1, mientras que los métodos de GLDF y participaciones marginales mantienen la asignación indicada en la tabla 5.14.

Lo señalado en el párrafo anterior, respecto de los métodos de juegos, es correcto, dado que ambos consumidores exigen de la misma forma a ese tramo, considerando que el generador 4 no puede entregar más de 120 MW en cualquiera de los casos, por tener comprometidos 80MW con su carga en la misma barra y sólo tiene una capacidad de 200MW. El autor considera que la solución de juegos, al incorporar principios de racionalidad económica, aspectos físicos, eléctricos de redes y mecanismos de interacción y negociación entre los distintos agentes, es más completa que la de los parámetros GLDF, teniendo en cuenta que adicionalmente este último método pondera los flujos por la magnitud relativa de las cargas entre L1, L2 y L3.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que la modelación basada en juegos considera aspectos técnicos de redes eléctricas y aspectos económicos de interacción entre agentes y de inteligencia racional en la toma de decisiones. Asimismo, la metodología basada en juegos tiene en consideración, entre otras, variables como la capacidad instalada de generación en cada barra, los costos variables de generación de cada generador y la magnitud de los consumos.

5.4 Problema de seis barras de Garver

El sistema eléctrico analizado en esta sección corresponde al clásico sistema de seis barras de Garver [Garver, 1970], el que ha sido usado en varias publicaciones relacionadas con la planificación de la expansión de la red [Youssef, Hackam, 1989], [Monticelli, Pereira, 1982], [Villasana, Garver, Salon, 1985] y ha sido objeto de especial estudio, mediante la utilización de los conceptos y mecanismos resolutivos de la teoría de juegos cooperativos para la asignación de los costos de expansión de la red en [Contreras, 1999, 2000]. La modelación para este sistema eléctrico partirá suponiendo resuelto el problema de la planificación, y se desea conocer la forma cómo asignar los costos de la expansión entre los agentes que participan en él.

A diferencia del ejemplo analizado en la sección 5.3 referido al sistema de transmisión radial, en este caso no se dispone de las condiciones de operación que determinen el flujo máximo de operación de cada línea del sistema, lo que no permite hacer una aplicación a cabalidad de la metodología propuesta; sin embargo, es posible analizar una determinada condición de operación en particular o bien proceder con una optimización teórica, intentando maximizar el flujo por cada una de las líneas de la red, lo que no necesariamente representa las condiciones de operación de la red.

Una de las situaciones particulares de este sistema, estudiadas en la literatura, especialmente en [Contreras, 1999, 2000], dice relación con las expansiones del sistema; en este caso se han considerado como expansiones las siguientes líneas en el sistema: un circuito en el tramo 3-5, dos circuitos en el tramo 4-6 y cuatro circuitos en el tramo 2-6, con un costo total de 200 unidades monetarias.

La red en estudio se encuentra dibujada en la figura 5.2 siguiente, y sus datos respectivos están en las tablas 5.15, 5.16 y 5.17.

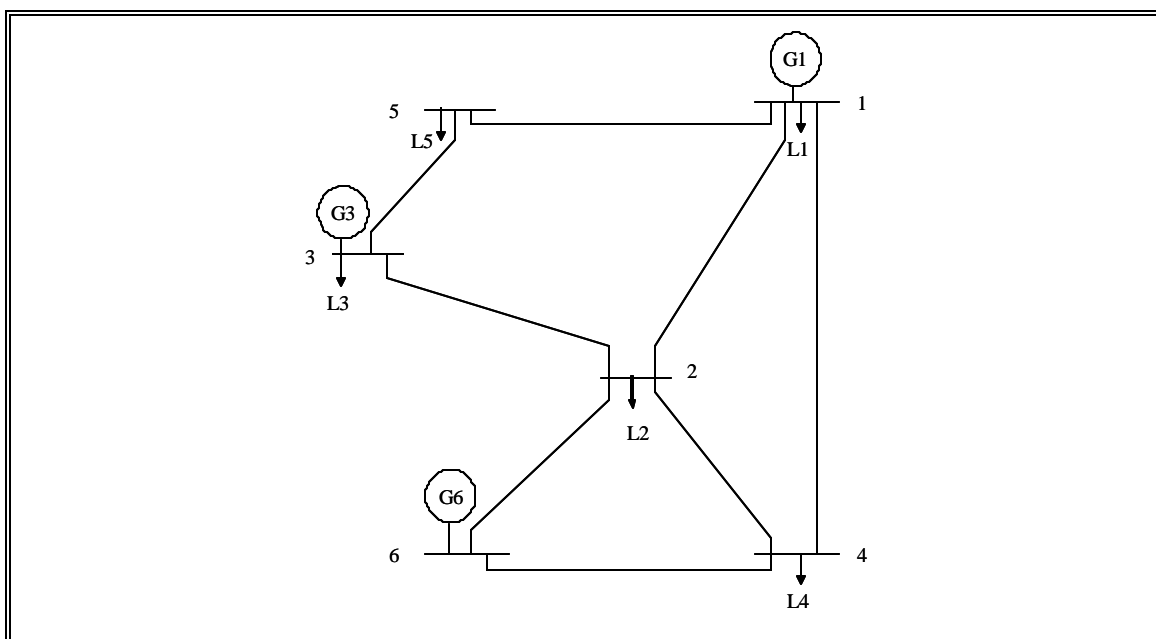


Figura 5.2: Diagrama del sistema de seis barras de Garver

Tabla 5.15: Datos de generación y cargas del sistema de 6 barras de Garver

Generador	Potencia Máxima [MW]	Demanda de Punta [MW]	Costo variable [US\$/MWh]
G1	150	50	70
G3	165	165	22
G6	545	545	12

Tabla 5.16: Datos de líneas del sistema de 6 barras de Garver

Línea	Número de circuitos	Impedancia [p.u.]	Potencia Máxima [MW]	Costo [Unidades Monetarias]
1-2	1	$0.0 + j0.4$	100	40
1-4	1	$0.0 + j0.4$	80	60
1-5	1	$0.0 + j0.2$	100	20
2-3	1	$0.0 + j0.2$	100	20
2-4	1	$0.0 + j0.4$	100	40
2-6	4	$0.0 + j0.3$	100	30
3-5	2	$0.0 + j0.2$	100	20
4-6	2	$0.0 + j0.3$	100	30
5-6	1	$0.0 + j0.4$	78	61

Tabla 5.17: Datos de las cargas del sistema de 6 barras de Garver

Barra	1	2	3	4	5	6
Potencia, [MW]	80	240	40	160	240	0

5.5 Generadores como agentes del juego

Cuando los generadores son considerados los agentes del juego, para cada una de las líneas se tendrá un juego de tres agentes, compuesto por los generadores ubicados en la barra 1, barra 3 y barra 6, respectivamente.

Al aplicar la metodología propuesta, considerando la condición de operación establecida en tablas 5.15 a 5.17, se obtienen los resultados³⁷ en términos de asignaciones de costos, las que se encuentran expresadas en función del costo del total de la red, presentados

³⁷ Para un mayor detalle de funciones características y resultados de cada una de las líneas se debe consultar el Anexo D.

en tabla 5.18 y participaciones en los costos, expresadas en porcentaje de participación de cada agente en dicho costo, presentados en la tabla 5.19.

Tabla 5.18: Asignación de costos totales de la red de transmisión para los generadores en el sistema de 6 barras de Garver

	Costos			
	G1	G3	G6	Costo Total
VALOR SHAPLEY	113,89	105,59	180,52	400
SCRB	112,33	91,60	196,08	400
NUCLEOLO	133,32	104,34	162,35	400
NUCLEOLO PER CAPITA	138,51	89,30	172,19	400
GGDF	7,16	60,50	332,34	400
PART. MARGINALES	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	7,52	29,07	363,41	400

Tabla 5.19: Resultados de la participación en la asignación de costos totales de la red de transmisión para el sistema de seis barras de Garver

	Participación			
	G1	G3	G6	% Total
VALOR SHAPLEY	28,47%	26,40%	45,13%	100%
SCRB	28,08%	22,90%	49,02%	100%
NUCLEOLO	33,33%	26,08%	40,59%	100%
NUCLEOLO PER CAPITA	34,63%	22,32%	43,05%	100%
GGDF	1,79%	15,13%	83,09%	100%
PART. MARGINALES	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	1,88%	7,27%	90,85%	100%

Los resultados de juegos difieren sustancialmente respecto de las metodologías tradicionales, como ser: GGDF y participaciones medias. El método de participaciones marginales no es aplicable, ya que en alguna línea en particular, la responsabilidad es asignada a consumidores y no a generadores; sin embargo, los métodos coinciden en asignar una mayor participación al generador 6 que al resto de los generadores. Es probable que la diferencia consignada anteriormente se deba a que no se conoce la condición de operación en la cual se

produce el flujo máximo en cada línea y se está simulando sólo una condición de operación particular, la cual no corresponde, necesariamente, a la situación más representativa de funcionamiento del sistema.

De especial interés resulta la determinación de las asignaciones, entre los agentes generadores, de los costos de las líneas de expansión del sistema, es decir, de las líneas agregadas entre las barras 3-5 (1 circuito), entre las barras 4 y 6 (dos circuitos) y entre las barras 2 y 6 (cuatro circuitos), las que se pueden ver en la tabla 5.20 y 5.21 siguientes:

Tabla 5.20: Asignación de costos de expansión de las líneas 2-6, 3-5 y 4-6 para los generadores en el sistema de 6 barras de Garver

	Costos			
	G1	G3	G6	Costo Total
VALOR SHAPLEY	0,31	46,44	173,26	220
NUCLEOLO	3,91	40,35	175,74	220
SCRB	7,28	66,47	146,25	220
NUCLEOLO PER CAPITA	3,47	55,84	160,68	220
GGDF	0,22	22,17	197,61	220
PART. MARGINALES	0,00	19,47	200,53	220
PART. MEDIAS	0,00	29,07	190,93	220

Tabla 5.21: Participación en la asignación de costos de expansión de las líneas 2-6, 3-5 y 4-6 para los generadores en el sistema de seis barras de Garver

	Participación			
	G1	G3	G6	% Total
VALOR SHAPLEY	0,14%	21,11%	78,75%	100%
SCRB	1,78%	18,34%	79,88%	100%
NUCEOLO	3,31%	30,21%	66,48%	100%
NUCLEOLO PER CAPITA	1,58%	25,38%	73,04%	100%
GGDF	0,10%	10,08%	89,82%	100%
PART. MARGINALES	0,00%	8,85%	91,15%	100%
PART. MEDIAS	0,00%	13,22%	86,78%	100%

Los resultados de la asignación de los costos de expansión entre los generadores, ya sea por los métodos de juegos, de acuerdo a la metodología propuesta en la presente tesis, o los métodos tradicionales ya mencionados, asignan una participación muy importante en los costos de expansión al generador 6, una menor al generador 3, y una participación mínima al generador 1, lo cual, desde el punto de vista técnico-económico, resulta lógico, ya que es el generador 6 el que se agrega al sistema, siendo además el de mayor capacidad de generación.

Si la metodología se aplica considerando el flujo máximo teórico que circularía por las distintas líneas de la red en estudio, los resultados³⁸ corresponden a los indicados en las tablas 5.22 y 5.23 para la red completa; 5.24 y 5.25 para las líneas de expansión.

Tabla 5.22: Asignación de costos totales de la red de transmisión para los generadores en el sistema de 6 barras de Garver, considerando flujo máximo teórico por cada una de las líneas

	Costos			
	G1	G3	G6	Costo Total
VALOR SHAPLEY	20,00	72,46	307,54	400
SCRB	20,00	72,46	307,54	400
NUCLEOLO	20,00	72,46	307,54	400
NUCLEOLO PER CAPITA	20,00	72,46	307,54	400
GGDF	4,10	59,37	336,52	400
PART. MARGINALES	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	7,53	70,04	322,43	400

³⁸ Para un mayor detalle de funciones características y resultados de cada una de las líneas se debe consultar el Anexo D.

Tabla 5.23: Participación en la asignación de costos totales de la red de transmisión para los generadores en el sistema de 6 barras de Garver, considerando flujo máximo teórico por cada una de las líneas

	Participación			
	G1	G3	G6	% Total
VALOR SHAPLEY	5,00%	18,12%	76,88%	100%
SCRB	5,00%	18,12%	76,88%	100%
NUCEOLO	5,00%	18,12%	76,88%	100%
NUCLEOLO PER CAPITA	5,00%	18,12%	76,88%	100%
GGDF	1,03%	14,84%	84,13%	100%
PART. MARGINALES	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	1,88%	17,51%	80,61%	100%

Tabla 5.24: Asignación de costos de expansión de las líneas 2-6, 3-5 y 4-6 para los generadores en el sistema de 6 barras de Garver, considerando flujo máximo teórico por cada una de las líneas

	Costos			
	G1	G3	G6	Costo Total
VALOR SHAPLEY	0,00	32,46	187,54	220
NUCLEOLO	0,00	32,46	187,54	220
SCRB	0,00	32,46	187,54	220
NUCLEOLO PER CAPITA	0,00	32,46	187,54	220
GGDF	0,00	19,37	200,63	220
PART. MARGINALES	0,00	19,90	200,10	220
PART. MEDIAS	0,00	30,04	189,96	220

Tabla 5.25: Participación en la asignación de costos de expansión de las líneas 2-6, 3-5 y 4-6 para los generadores en el sistema de 6 barras de Garver, considerando flujo máximo teórico por cada una de las líneas

	Participación			
	G1	G3	G6	% Total
VALOR SHAPLEY	0,00%	14,75%	85,25%	100%
SCRB	0,00%	14,75%	85,25%	100%
NUCEOLO	0,00%	14,75%	85,25%	100%
NUCLEOLO PER CAPITA	0,00%	14,75%	85,25%	100%
GGDF	0,00%	8,81%	91,19%	100%
PART. MARGINALES	0,00%	9,05%	90,95%	100%
PART. MEDIAS	0,00%	13,65%	86,35%	100%

Los resultados obtenidos por los distintos métodos analizados, en esta situación particular de flujo máximo teórico por las líneas, son más cercanos que cuando se efectuó el análisis del sistema de Garver, considerando una condición particular de operación del sistema eléctrico, la que no necesariamente corresponde a la situación de flujo máximo por las líneas de la red.

La necesidad de ilustrar el método propuesto con este ejemplo, tenía un propósito adicional, el cual consistía en contrastar los valores obtenidos para el caso de la asignación de costos de la expansión con los valores obtenidos en [Contreras y Wu, 1997, 2000], [Contreras, 1997] y [Zolezzi et al., 2001a], expuestos en tabla 5.26, demostrándose que la propuesta de la presente tesis mejora en gran medida la asignación de costos de expansión, con una interpretación técnico-económica más acorde al comportamiento de los agentes.

Tabla 5.26: Costos de expansión para el sistema de Garver de 6 barras según [Contreras y Wu, 1997, 2000]

	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6	Total
Costos (1997)	-21,25	49,375	-6,25	55	33,75	19,375	130
Costos (2000)	-16,25	76,25	-16,25	60	40	-13,75	130

Como se puede observar en tabla 5.26, en [Contreras y Wu, 1997] y [Contreras, 1997] se determina que a la barra 6 se le asignan menores costos de expansión que a las barras 2 y 4, y en [Contreras y Wu, 2000], se determina que la barra 6 debe ser “remunerada”, soportando la asignación las barras 2, 4 y 5; dejando constancia que la modelación usada en las publicaciones mencionadas difiere en el tipo de agente considerado, el que consiste en una barra y un generador y/o un consumo y una línea, por otra parte, en las publicaciones mencionadas se considera un menor número de líneas de expansión.

5.6 Consumidores como agentes del juego

Cuando los consumidores son considerados los agentes del juego, para cada una de las líneas se tendrá un juego de cinco agentes, compuestos por las cargas ubicadas en las barras 1, 2, 3, 4 y 5, respectivamente. Las funciones características quedarán determinadas por la metodología planteada en la sección 4.3.2 del capítulo 4.

Al aplicar la metodología propuesta, se obtienen los resultados³⁹ en términos de asignaciones de costos o participaciones en los costos, los que se encuentran expresados en

³⁹ Para un mayor detalle de funciones características y resultados de cada una de las líneas se debe consultar el Anexo E.

función del costo total de la red y en porcentaje de participación de cada agente en dicho costo, cuyos resultados se indican en las tablas 5.27 y 5.28, respectivamente.

Tabla 5.27: Asignación de los costos totales de la red de transmisión a los consumidores para el sistema de 6 barras de Garver

	Costos					
	L1	L2	L3	L4	L5	Costo Total
VALOR SHAPLEY	61,60	78,52	18,99	38,03	202,86	400
SCRB	66,56	72,00	22,71	36,96	201,78	400
NUCLEOLO	52,90	99,70	19,01	36,18	192,21	400
NUCLEOLO PERCAPITA	53,36	71,42	41,71	47,10	186,42	400
GLDF	61,72	58,64	20,71	79,62	179,32	400
PART. MARGINAL	59,92	55,97	21,50	79,24	183,37	400

Tabla 5.28: Asignación de costos porcentuales de la red de transmisión a los consumidores para sistema de 6 barras de Garver

	Participación					
	L1	L2	L3	L4	L5	% Total
VALOR SHAPLEY	15,40%	20%	4,75%	9,51%	50,72%	100%
SCRB	16,64%	18%	5,68%	9,24%	50,44%	100%
NUCLEOLO	13,22%	25%	4,75%	9,04%	48,05%	100%
NUCLEOLO PERCAPITA	13,34%	18%	10,43%	11,78%	46,60%	100%
GLDF	15,43%	15%	5,18%	19,91%	44,83%	100%
PART. MARGINAL	14,98%	14%	5,37%	19,81%	45,84%	100%

Tal como se señaló anteriormente, de especial interés resulta la determinación de las asignaciones de los costos de las líneas de expansión del sistema entre los agentes del problema, es decir, los consumidores. Las expansiones consideradas corresponden a un circuito en la línea 3-5, dos circuitos en la línea 4-6 y cuatro circuitos en la línea 2-6. Estas asignaciones totales y en porcentaje se pueden ver en la tabla 5.29 y 5.30, respectivamente.

Tabla 5.29: Asignación de los costos de expansión a los consumidores para las líneas 2-6, 3-5 y 4-6 en el sistema de 6 barras de Garver

	Costos					Costo Total
	L1	L2	L3	L4	L5	
VALOR SHAPLEY	21,03	59,52	9,33	36,66	73,47	200
SCRB	21,28	58,77	10,90	36,36	72,69	200
NUCLEOLO	10,02	73,58	6,68	34,39	75,33	200
NUCLEOLO PER CAPITA	14,61	70,63	3,07	43,75	67,93	200
GLDF	21,90	57,96	9,55	38,24	72,36	200
PART. MARGINAL	22,01	55,97	9,38	39,24	73,40	200

Tabla 5.30: Participación de la asignación de costos de expansión a los consumidores para las líneas 2-6, 3-5 y 4-6, en el sistema de 6 barras de Garver

	Participación					% Total
	L1	L2	L3	L4	L5	
VALOR SHAPLEY	10,52%	30%	4,66%	18,33%	36,74%	100%
SCRB	10,64%	29%	5,45%	18,18%	36,35%	100%
NUCLEOLO	5,01%	37%	3,34%	17,19%	37,67%	100%
NUCLEOLO PER CAPITA	7,31%	35%	1,54%	21,88%	33,97%	100%
GLDF	10,95%	29%	4,77%	19,12%	36,18%	100%
PART. MARGINAL	11,01%	28%	4,69%	19,62%	36,70%	100%

Los resultados obtenidos por los distintos métodos, tanto para la asignación de costos totales como para la asignación de los costos de expansión de las líneas 2-3, 3-5 y 4-6 del sistema de 6 barras de Garver, son similares, lo que permite señalar que la perspectiva desde el punto de vista de los consumidores, pudiera ser más realista y directa para la asignación de los costos por los servicios de transmisión. Por otro lado, en base a los antecedentes técnico-económicos del problema, las mayores asignaciones corresponden a las cargas ubicadas en las barras 5 y 2, las que en conjunto representan , en partes iguales, el 63,16% de la demanda del sistema.

5.5 Modelo de 4 Barras

El modelo bajo estudio corresponde al usado para mostrar y explicar los principios del denominado método de las participaciones medias [Bialeck, 1996, 1997a, 1997b, 1998, 1999], [Rubio, 2000].

El diagrama del sistema y los datos del mismo se pueden ver en la figura 5.3 siguiente:

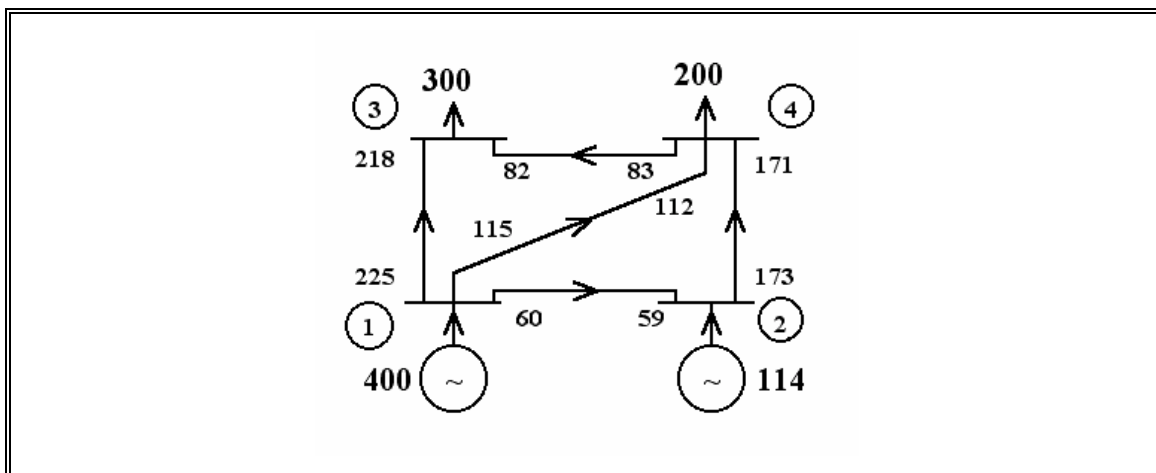


Figura 5.3: Diagrama del sistema de 4 barras usado por Bialek

En el presente análisis no se han considerado las pérdidas de transmisión por ser irrelevantes para la asignación de costos de las líneas del sistema de transmisión entre los distintos agentes.

Los resultados de la asignación de costos totales de transmisión entre los agentes⁴⁰, en términos porcentuales, se encuentran en las tablas 5.31, 5.32, en las que se analiza la perspectiva de considerar a los generadores como agentes de los juegos respectivos, y también en las tablas 5.33 y 5.34, en las están los resultados cuando se considera a los consumidores como agentes del juego. Adicionalmente las tablas 5.32 y 5.34 consideran la condición de operación de flujo máximo teórico para cada línea del sistema de la figura 5.3.

Tabla 5.31: Participación de los agentes generadores en los costos de transmisión del sistema de 4 barras, cuando se considera la condición de operación de la figura 5.3

	Participación		
	G1	G2	% Total
VALOR SHAPLEY	42,51%	57,49%	100%
SCRB	42,51%	57,49%	100%
NUCLEOLO	42,51%	57,49%	100%
NUCLEOLO PER CAPITA	42,51%	57,49%	100%
GGDF	79,66%	20,34%	100%
PART. MARGINALES	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	75,56%	24,44%	100%

⁴⁰ Para un mayor detalle de funciones características y resultados de cada una de las líneas se debe consultar el Anexo F.

Tabla 5.32: Participación de los agentes generadores en los costos de transmisión del sistema de 4 barras, cuando se considera la condición de flujo máximo teórico para cada línea del sistema de la figura 5.3

	Participación		
	G1	G2	% Total
VALOR SHAPLEY	60,13%	39,87%	100%
SCRB	60,13%	39,87%	100%
NUCLEOLO	60,13%	39,87%	100%
NUCLEOLO PER CAPITA	60,13%	39,87%	100%
GGDF	79,51%	20,49%	100%
PART. MARGINALES	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	66,36%	33,64%	100%

Tabla 5.33: Participación de los agentes consumidores en los costos de transmisión del sistema de 4 barras, cuando se considera la condición de operación de la figura 5.3

	Participación		
	L3	L4	% Total
VALOR SHAPLEY	58,97%	41,03%	100%
SCRB	58,97%	41,03%	100%
NUCLEOLO	58,97%	41,03%	100%
NUCLEOLO PER CAPITA	58,97%	41,03%	100%
GGDF	60,34%	39,66%	100%
PART. MARGINALES	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	52,09%	47,91%	100%

Tabla 5.34: Participación de los agentes consumidores en los costos de transmisión del sistema de 4 barras, cuando se considera la condición de flujo máximo teórico para cada línea del sistema de la figura 5.3

	Participación		
	L3	L4	% Total
VALOR SHAPLEY	59,07%	40,93%	100%
SCRB	59,07%	40,93%	100%
NUCLEOLO	59,07%	40,93%	100%
NUCLEOLO PER CAPITA	59,07%	40,93%	100%
GGDF	59,52%	40,48%	100%
PART. MARGINALES	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	59,17%	40,83%	100%

Los resultados obtenidos refuerzan la tesis de que la metodología propuesta es más concordante con los resultados de los métodos tradicionales cuando los agentes considerados para la asignación de costos corresponden a los consumidores. De la misma forma, se puede verificar que bajo la condición de flujo máximo teórico, los resultados son aun más cercanos entre sí.

En el caso de considerar a los generadores como agentes en la asignación de costos, los resultados de los métodos de juego difieren de los métodos tradicionales, reduciéndose esta diferencia cuando nos acercamos a la condición de flujo máximo teórico de cada línea.

5.6 Conclusiones

Desde el punto de vista de los resultados obtenidos es posible comprobar que aquéllos derivados mediante el valor Shapley son más cercanos a los resultados obtenidos por métodos tradicionales como ser GGDF, participaciones marginales o participaciones medias.

Por otro lado, los resultados obtenidos en las distintas simulaciones efectuadas en este capítulo permiten ilustrar las bondades de la metodología propuesta, en el sentido de permitir la integración de conceptos técnicos y económicos a la problemática de la asignación de costos por los servicios de transmisión.

VI. APLICACIÓN AL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL CHILENO

6.1 Resumen

En el presente capítulo se efectúa la aplicación de la metodología propuesta al sistema interconectado central de Chile, en una modelación simplificada de 8 barras. Se efectúa el análisis considerando en primer lugar que los generadores del sistema son los agentes a participar en los juegos cooperativos, y en segundo lugar que los consumidores son los agentes del juego. Asimismo, se efectúan comparaciones de los resultados con métodos tradicionales de asignación de costos. Los resultados obtenidos son satisfactorios y comparables con las distintas metodologías tradicionales.

6.2 Introducción

Para el desarrollo de la aplicación, se considera un sistema de tipo radial de 8 barras, que representa en forma simplificada el sistema de transmisión troncal chileno, denominado Sistema Interconectado Central, SIC.

Desde el punto de vista del desarrollo del capítulo, la asignación de costos de transmisión entre los agentes usuarios del SIC será estudiada, en primer lugar, desde la perspectiva de considerar a los generadores como agentes del juego, para luego hacer la consideración en el caso en que los consumidores sean los agentes del juego.

Actualmente, el SIC abarca desde Tal Tal por el norte, en la Segunda Región, hasta la Isla de Chiloé por el sur, en la Décima Región, cubriendo una distancia de 1.740 km. El SIC abarca un territorio donde habita aproximadamente el 93% de la población nacional y con una superficie de 323.250 km², lo que equivale al 42,3 % del país, excluida la superficie del Territorio Antártico Chileno. En el año 2000 el SIC disponía de una potencia instalada de 6.652,8 MW con un 39,4 % térmico y un 60,6% hidráulico, y cuya generación bruta anual era de 29.567 GWh.

Al 31 de diciembre de 1998, el SIC contaba con 14.019 kilómetros-circuito de líneas de transmisión y una capacidad de transformación de 23.795 MVA.

Para efectos del estudio se considera el sistema simplificado descrito en la figura 6.1 y con los datos y parámetros indicados en las tablas 6.1 y 6.2, respectivamente.

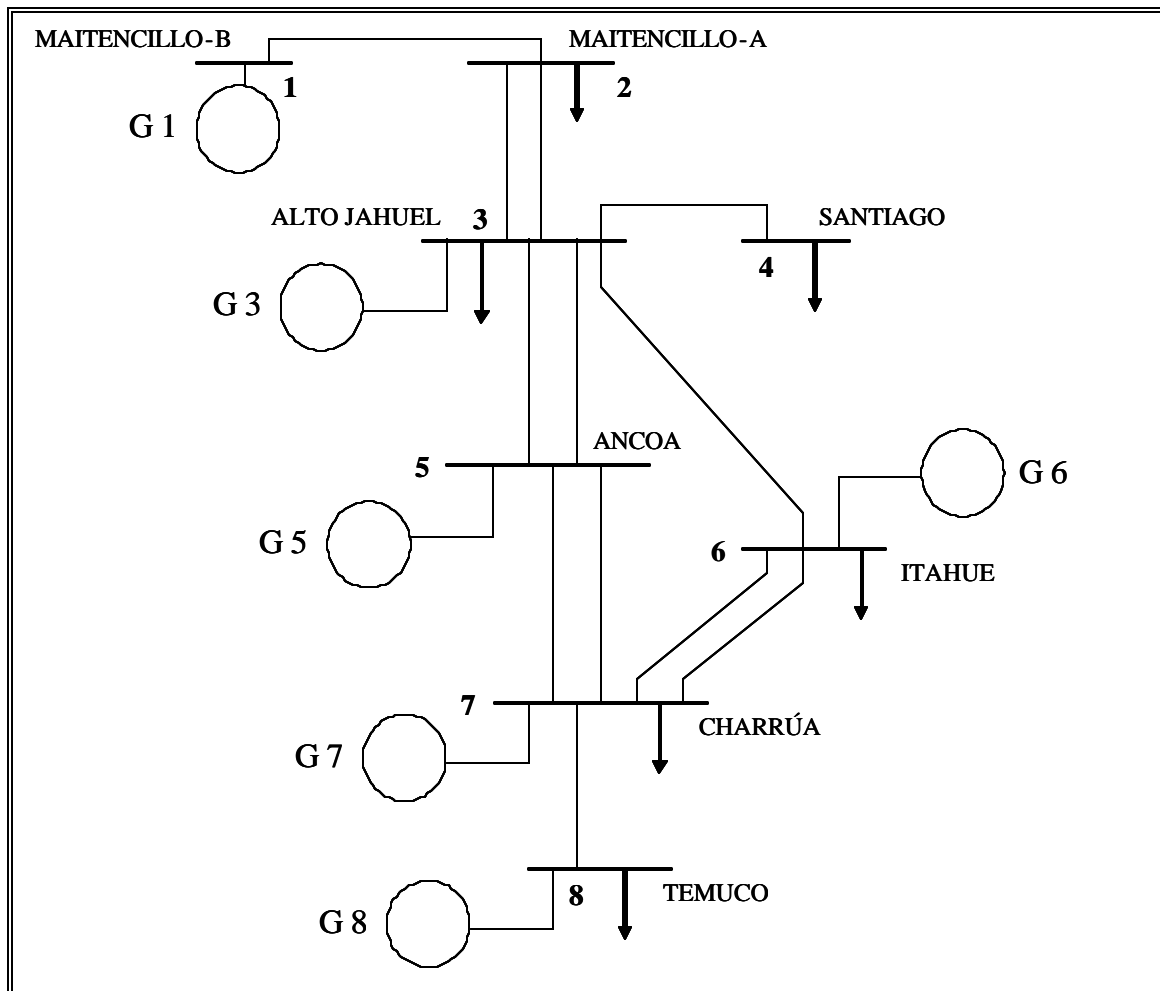


Figura 6.1: Esquema simplificado de 8 barras del Sistema Interconectado central de Chile

Tabla 6.1: Datos de generación y consumo en las barras del SIC de 8 barras

Barra	Tensión (KV)	Generación (MW)	Consumo (MW)	Costos Variables (\$/KWh)
1	220	150	-	21,74
2	-	-	350	-
3	220	880	690	38,46
4	-	-	1100	-
5	231	620	-	31,95
6	220	300	360	28,16
7	231	920	490	32,26
8	231	560	140	16,39

Tabla 6.2: Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión del SIC de 8 barras

Línea	R [p.u.]	X [p.u.]	Costo (MM\$)
1-2	0,0009	0,0013	150
2-3	0,0274	0,0390	200
3-4	0,0001	0,0027	1100
3-5	0,0008	0,0170	1076
3-6	0,0788	0,3920	34
5-7	0,0050	0,0361	456
6-7	0,0682	0,2270	94
7-8	0,0310	0,1529	120

6.3 Generadores Como Agentes del Juego

Cuando los generadores son considerados los agentes del juego, para cada uno de las líneas se tendrá un juego de seis agentes, compuesto por los generadores ubicados en la barra 1, barra 3, barra 5, barra 6, barra 7 y barra 8, respectivamente.

Al igual que en las simulaciones anteriores del capítulo 5 se realizaron los cálculos para obtener la asignación de costo de cada uno de los agentes generadores participantes en el SIC, mediante la metodología propuesta en el capítulo 4, y se efectuaron los estudios comparativos con las metodologías de cálculo de los GGDF, Participaciones medias y participaciones marginales. Adicionalmente, en este caso se complementaron los estudios con la aplicación del programa computacional COALA-IDEAS [Vielhalk, 1998a, b], el cual permitió modelar un proceso de negociación y comunicación entre los agentes generadores involucrados, mediante dos mecanismos diseñados para tal efecto como ser el *Bilateral Shapley Value* (BSV) y el *Kernel Coalition Formation* (KERNEL), cuyos detalles de implementación se pueden encontrar en [Contreras y Wu, 1997, 2000], [Klusch y Shehory, 1996] y [Contreras et al. 1999].

Al aplicar la metodología propuesta, considerando la condición de operación establecida en tabla 6.1, se obtienen los resultados⁴¹ en términos de asignaciones de costos, las que se encuentran expresadas en función del costo del total de la red, presentadas en la tabla 6.3 y participaciones en los costos, expresadas en porcentaje de participación de cada agente en dicho costo, presentadas en la tabla 6.4. Para una mejor comprensión se han incluido las figuras 6.2 y 6.3, que dan cuenta de los resultados de las asignaciones para cada uno de los agentes considerados, expresados en magnitudes de costos y en porcentaje de participación respectivamente

Tabla 6.3: Asignación de los costos totales de transmisión entre los distintos generadores en el SIC chileno

	Costos						
	G1	G3	G5	G6	G7	G8	CT
SHAPLEY VALUE	538,10	183,33	576,71	392,73	869,26	709,87	3270,00
SCRB	367,87	255,56	604,35	401,78	903,29	737,16	3270,00
NUCLEOLO	398,46	303,37	751,42	316,05	1167,35	333,34	3270,00
NUCLEOLO PER CAPITA	351,04	324,23	770,02	228,39	1177,90	418,42	3270,00
GGDF	205,72	386,13	646,72	300,31	1256,12	475,01	3270,00
PART. MARGINALES	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	238,44	548,75	979,26	93,69	1141,66	268,20	3270,00
BSV	445,56	187,14	384,00	628,37	1005,31	619,62	3270,00
KERNEL	347,26	269,15	448,36	467,81	1134,94	602,47	3270,00

⁴¹ Para un mayor detalle de funciones características de los juegos y resultados de cada una de las líneas se debe consultar el Anexo G.

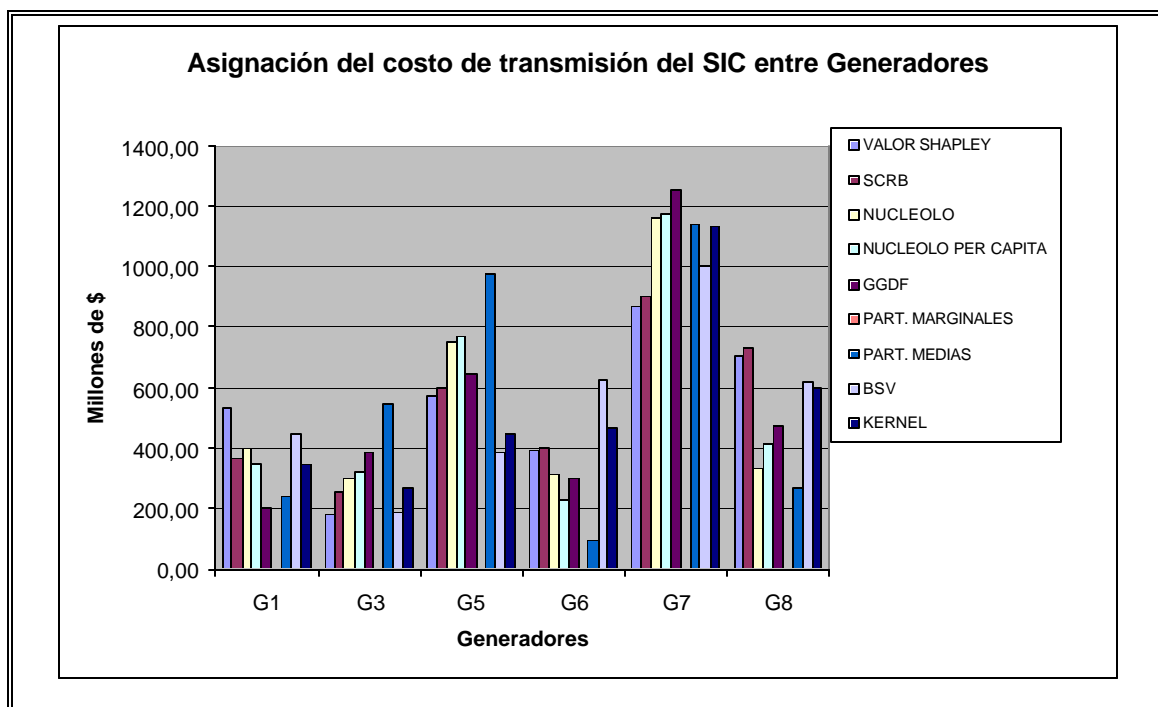


Figura 6.2: Asignación de los costos totales de transmisión entre los generadores del SIC

Tabla 6.4: Participación de los distintos generadores en los costos totales de transmisión del SIC

	Participación						
	G1	G3	G5	G6	G7	G8	%TOTAL
SHAPLEY VALUE	16,46%	5,61%	17,64%	12,01%	26,58%	21,71%	100,00%
SCRB	11,25%	7,82%	18,48%	12,29%	27,62%	22,54%	100,00%
NUCLEOLO	12,19%	9,28%	22,98%	9,67%	35,70%	10,19%	100,00%
NUCLEOLO PER CAPITA	10,74%	9,92%	23,55%	6,98%	36,02%	12,80%	100,00%
GGDF	6,29%	11,81%	19,78%	9,18%	38,41%	14,53%	100,00%
PART. MARGINALES	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	7,29%	16,78%	29,95%	2,87%	34,91%	8,20%	100,00%
BSV	13,63%	5,72%	11,74%	19,22%	30,74%	18,95%	100,00%
KERNEL	10,62%	8,23%	13,71%	14,31%	34,71%	18,42%	100,00%

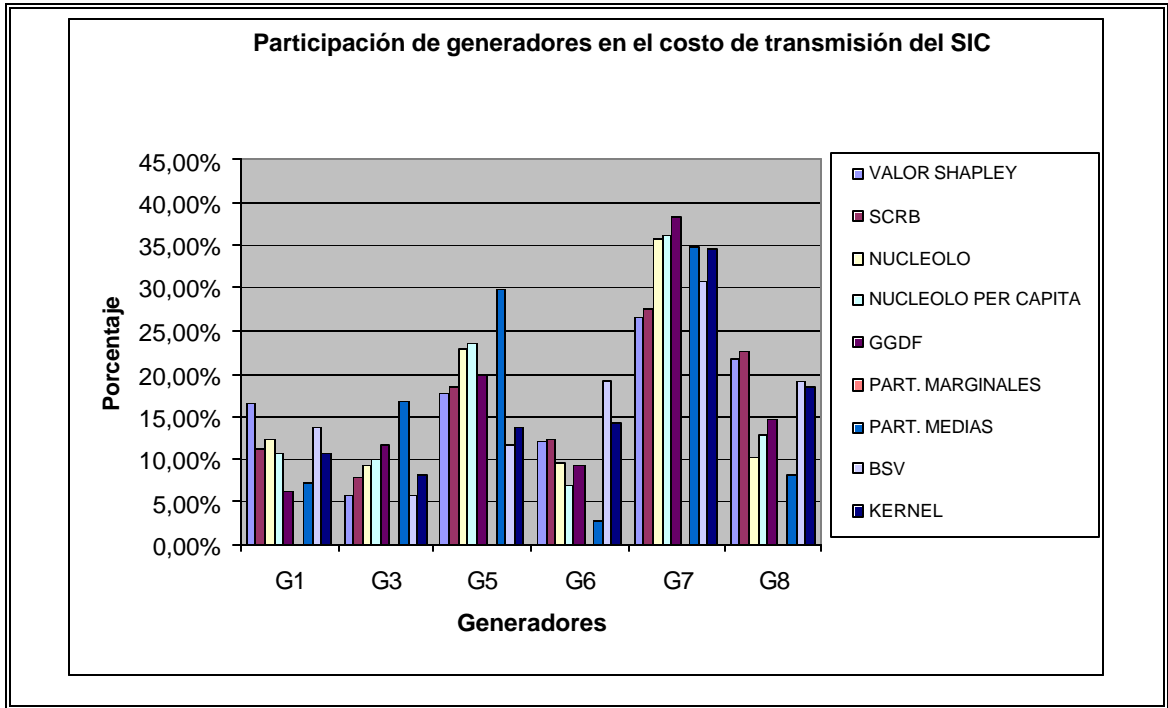


Figura 6.3: Participación de los generadores en los costos totales de transmisión del SIC

De los resultados obtenidos se puede observar la mayor responsabilidad del generador 7, ubicado en la barra Charrúa, al que sigue el generador 5, ubicado en la barra Ancoa y el generador 8, ubicado en la barra Temuco.

Un tema de interés es el resultado de la responsabilidad del generador 6, ubicado en la barra Itahue con una generación de 300 MW y un consumo de 360 MW en la misma barra, el que puede considerarse como “generador hundido”, sin embargo, los resultados obtenidos contemplan responsabilidad en el financiamiento de la red de transmisión.

Al comparar los resultados obtenidos por los diferentes métodos, se puede observar que aquéllos obtenidos mediante la aplicación de la metodología propuesta y calculados mediante mecanismos de resolución de juegos como ser Valor Shapley, SCRB, Nucleolo, Nucleolo per cápita, y mecanismos de negociación y comunicación basados en el

BSV y Kernel dan resultados comparables, y las diferencias son atribuibles a las diferentes concepciones y objetivos que persigue cada una de dichas metodologías.

Si la comparación de resultados es entre los obtenidos por la metodología propuesta y los mecanismos tradicionales como son GGDF, participaciones marginales y participaciones medias, es posible encontrar diferencias que reflejan la distinta naturaleza de las metodologías y la mayor o menor incorporación de aspectos físicos, eléctricos, económicos y de interacción entre agentes de cada método en particular; sin embargo es conveniente destacar el reconocimiento igualitario de los métodos a cuál es el agente que tiene la mayor y la menor responsabilidad en el uso del sistema de transmisión.

6.3.1 Detalle de asignación por generador en cada línea del SIC

En la figuras 6.4 a la 6.9 se pueden encontrar graficadas las asignaciones sobre cada una de las líneas del SIC correspondientes a los generadores G1, G3, G5, G6, G7 y G8 respectivamente, expresadas en términos porcentuales del costo total de cada línea.

La metodología propuesta, al igual que las metodologías tradicionales, reconoce hechos de importancia en términos de participación en la responsabilidad y financiamiento de determinadas líneas por parte de determinados generadores o agentes del sistema. Es así como es posible observar que respecto de la línea 1-2, el 100% de la responsabilidad es atribuible al generador 1; para la línea 7-8 el 100% de la responsabilidad es atribuible al generador 8; para la línea 5-7, entre las barras Ancoa y Charrua respectivamente, se destaca la importante responsabilidad en su financiamiento del generador G7 de 920 MW, ubicado en la barra 7. De la misma forma para la línea Ancoa-Alto Jahuel, ubicada entre las barras 3 y 5, los mayores responsables en el financiamiento de la misma resultan ser los generadores G7 y G5 con 920MW y 620 MW, respectivamente.

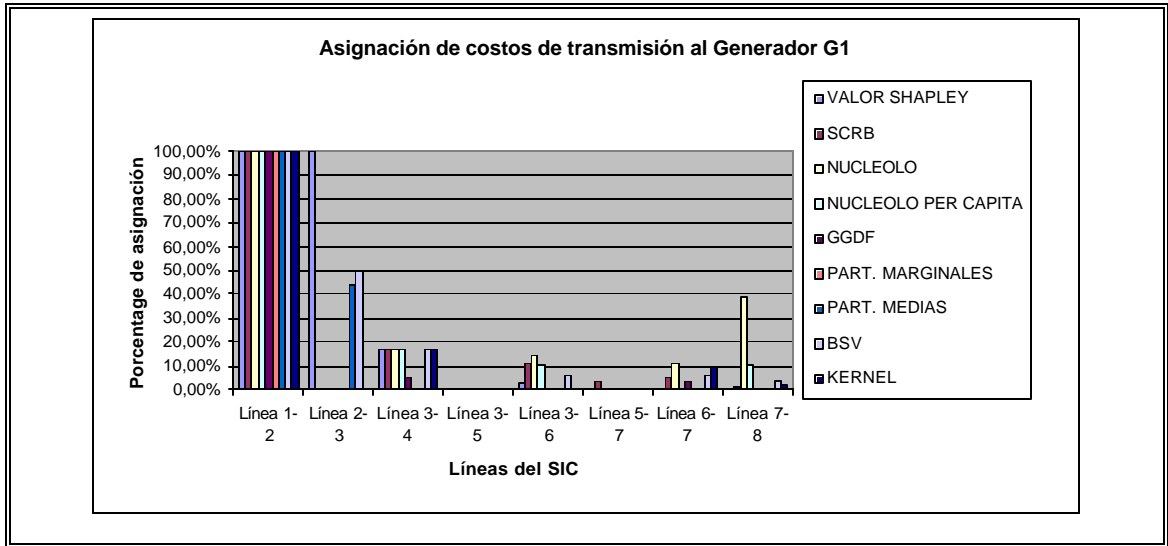


Figura 6.4: Participación del generador G1 en cada una de las líneas del SIC

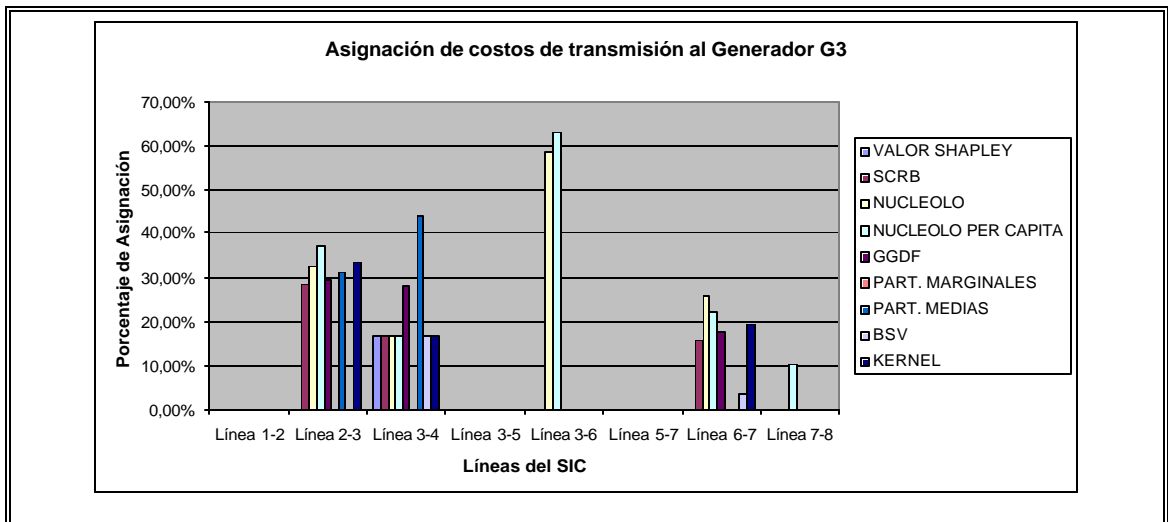


Figura 6.5: Participación del generador G3 en cada una de las líneas del SIC

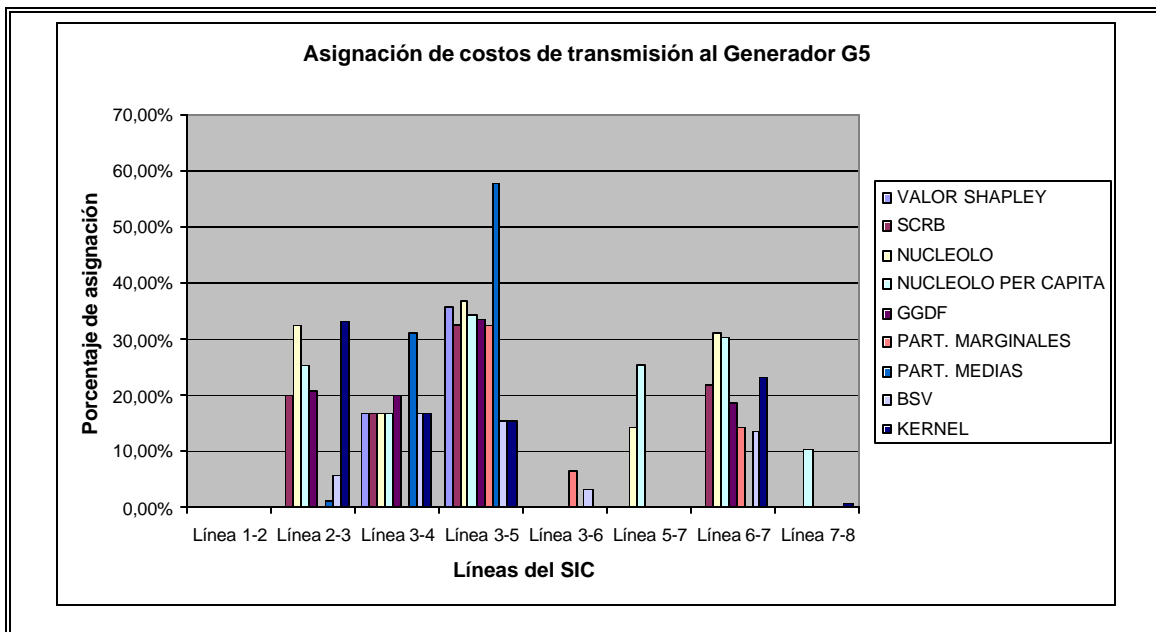


Figura 6.6: Participación del generador G5 en cada una de las líneas del SIC

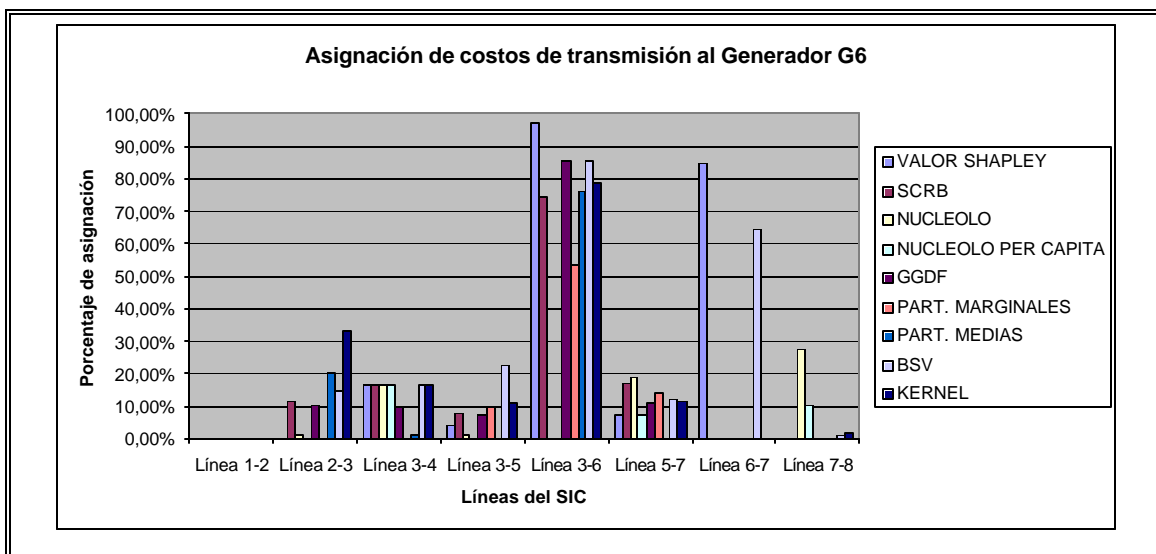


Figura 6.7: Participación del generador G6 en cada una de las líneas del SIC

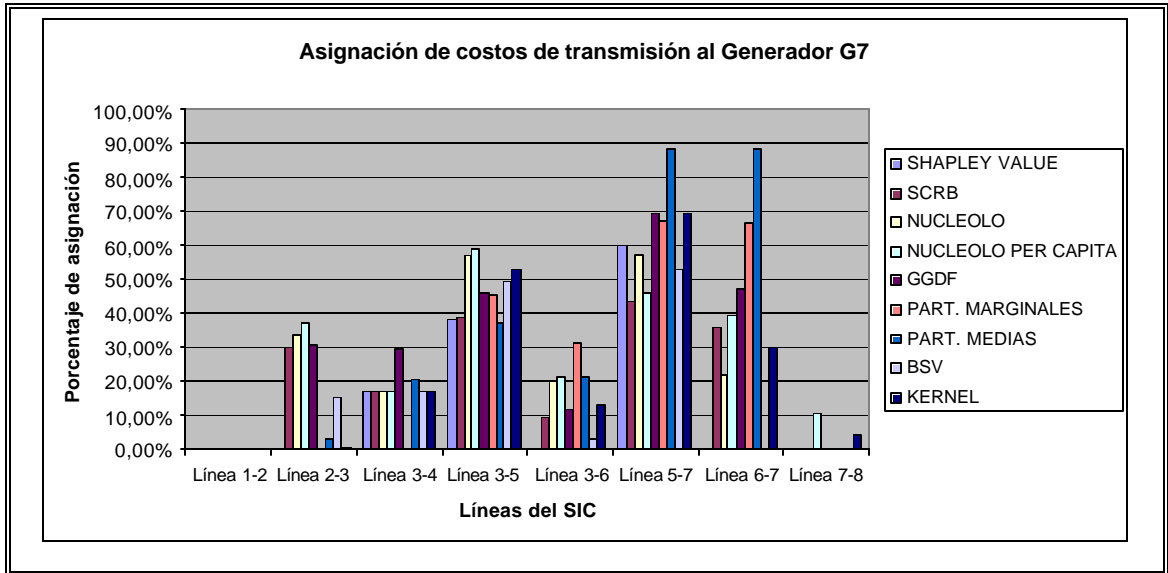


Figura 6.8: Participación del generador G7 en cada una de las líneas del SIC

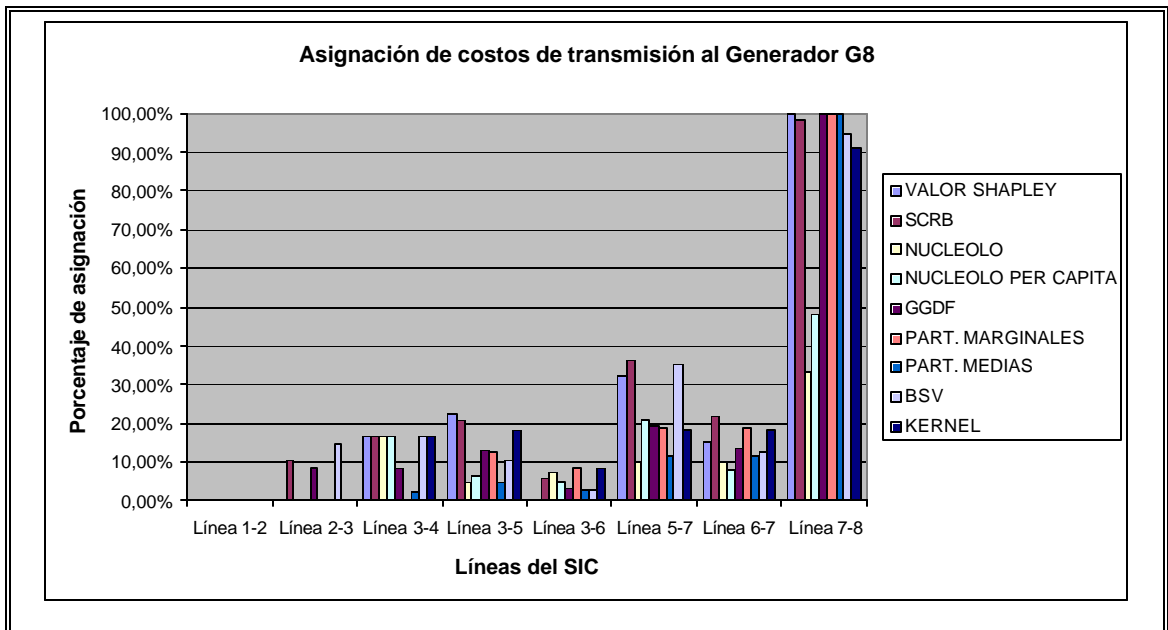


Figura 6.9: Participación del generador G8 en cada una de las líneas del SIC

Los resultados obtenidos por la metodología propuesta son coincidentes con los valores y responsabilidades asignados por otros métodos tradicionales y dan cuenta de la importancia del impacto de los diferentes agentes.

6.4 Consumidores como Agentes del Juego

Cuando los consumidores son considerados los agentes del juego, para cada una de las líneas se tendrá un juego de seis agentes, compuesto por los consumidores ubicados en la barra 2, barra 3, barra 4, barra 6, barra 7 y barra 8, respectivamente.

Al igual que en las simulaciones anteriores del capítulo 5 se realizaron los cálculos para obtener la asignación de costos de cada uno de los agentes consumidores participantes en el SIC, mediante la metodología propuesta en el capítulo 4, y se efectuaron los estudios comparativos con las metodologías de cálculo de los GLDF, participaciones medias y participaciones marginales. Adicionalmente en este caso se complementaron los estudios con la aplicación del programa computacional COALA-IDEAS, el cual permitió modelar un proceso de negociación y comunicación entre los agentes consumidores involucrados, mediante dos mecanismos diseñados para tal efecto como ser el *Bilateral Shapley Value* (BSV) y el *Kernel Coalition Formation* (KERNEL).

Al aplicar la metodología propuesta, considerando la condición de operación establecida en tabla 6.1, se obtienen los resultados⁴² en términos de asignaciones de costos, las que se encuentran expresadas en función del costo del total de la red, presentadas en tabla 6.5 y participaciones en los costos, expresadas en porcentaje de participación de cada agente

⁴² Para un mayor detalle de funciones características de los juegos y resultados de cada una de las líneas se debe consultar el Anexo H.

en dicho costo, presentados en la tabla 6.6. Para una mejor comprensión se han incluido las figuras 6.10 y 6.11 que dan cuenta de los resultados de las asignaciones de los costos totales para cada uno de los agentes consumidores, considerados en términos de costos y en porcentaje de participación, respectivamente.

Tabla 6.5: Asignación de los costos totales entre los distintos consumidores del SIC

	Costos						
	L2	L3	L4	L6	L7	L8	CT
SHAPLEY VALUE	366,69	592,76	2131,01	80,00	95,88	3,67	3270,00
SCRB	406,69	578,60	2088,53	96,96	99,22	0,00	3270,00
NUCLEOLO	614,78	387,12	2219,55	46,03	0,00	2,52	3270,00
NUCLEOLO PER CAPITA	516,96	338,96	2253,76	151,96	8,36	0,00	3270,00
GLDF	491,91	575,35	2017,23	135,66	43,15	6,71	3270,00
PART. MARGINALES	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	418,68	927,36	1478,39	95,73	285,22	64,62	3270,00
BSV	321,17	531,15	2160,76	173,68	83,24	0,00	3270,00
KERNEL	362,17	515,03	2098,61	123,30	106,48	64,41	3270,00

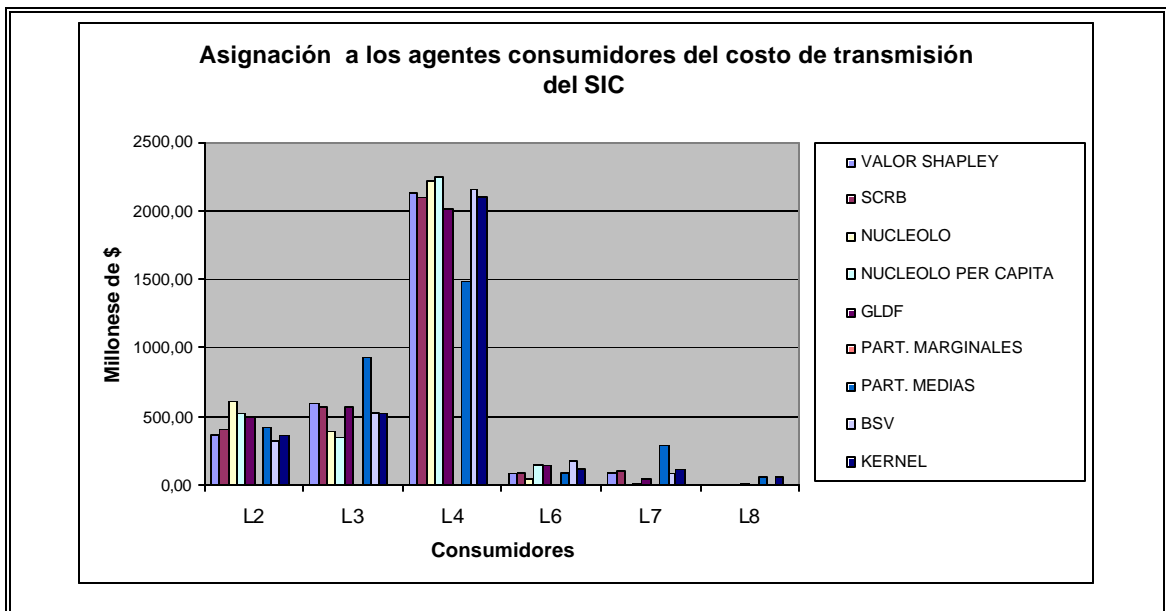


Figura 6.10: Asignación de los costos totales de transmisión entre los consumidores del SIC

Tabla 6.6: Participación de los distintos consumidores en los costos totales de transmisión del SIC

	Participación						
	L2	L3	L4	L6	L7	L8	%TOTAL
SHAPLEY VALUE	11,21%	18,13%	65,17%	2,45%	2,93%	0,11%	100,00%
SCRB	12,44%	17,69%	63,87%	2,97%	3,03%	0,00%	100,00%
NUCLEOLO	18,80%	11,84%	67,88%	1,41%	0,00%	0,08%	100,00%
NUCLEOLO PER CAPITA	15,81%	10,37%	68,92%	4,65%	0,26%	0,00%	100,00%
GLDF	15,04%	17,59%	61,69%	4,15%	1,32%	0,21%	100,00%
PART. MARGINALES	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	12,80%	28,36%	45,21%	2,93%	8,72%	1,98%	100,00%
BSV	9,82%	16,24%	66,08%	5,31%	2,55%	0,00%	100,00%
KERNEL	11,08%	15,75%	64,18%	3,77%	3,26%	1,97%	100,00%

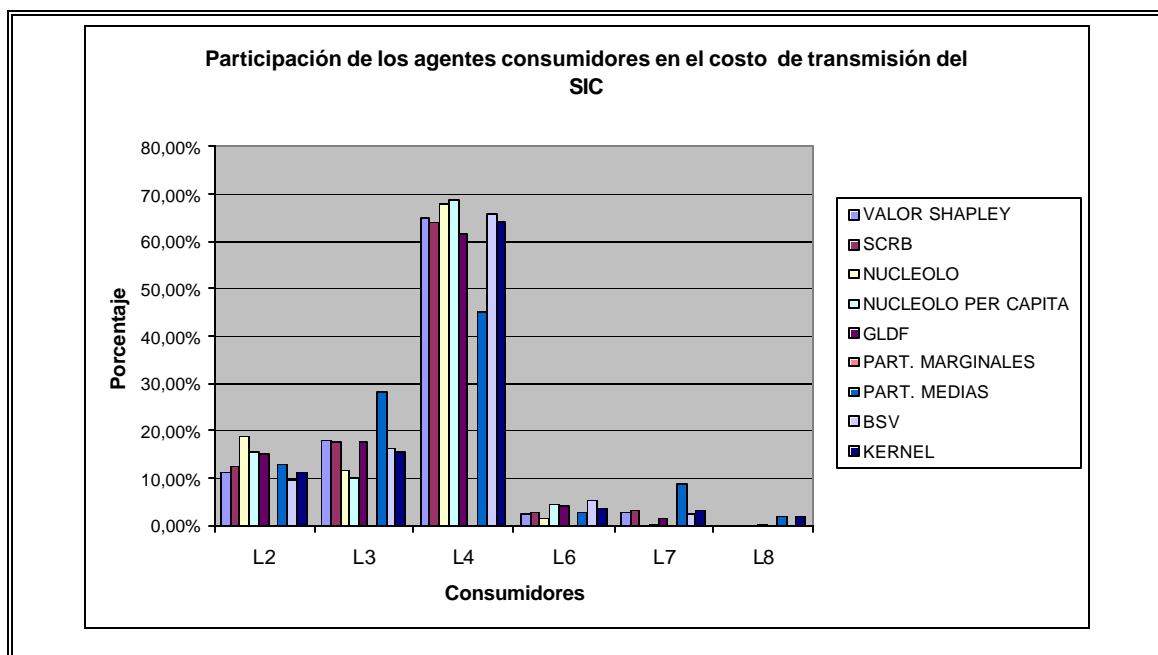


Figura 6.11: Participación de los consumidores en los costos totales de transmisión del SIC

De los resultados obtenidos se puede observar la mayor responsabilidad del consumidor L4, ubicado en la barra Santiago, que corresponde al mayor consumo localizado del SIC con 1100.

Un tema de interés es el resultado de la responsabilidad del consumidor 8, ubicado en la barra Temuco, con una generación de 560 MW y un consumo de 140 MW en la misma barra, el que puede considerarse como “consumo hundido”, al que se le asigna una nula responsabilidad en el financiamiento de la red de transmisión del SIC.

Al comparar los resultados obtenidos por los diferentes métodos, se puede observar que aquéllos obtenidos mediante la aplicación de la metodología propuesta y calculados mediante mecanismos de resolución de juegos como ser Valor Shapley, SCRB, Nucleolo, Nucleolo per cápita, y mecanismos de negociación y comunicación basados en el BSV y Kernel dan resultados comparables, y las diferencias son atribuibles a las diferentes concepciones y objetivos que persiguen cada una de dichas metodologías.

Si la comparación de resultados es entre los obtenidos por la metodología propuesta y los mecanismos tradicionales como son GGDF, participaciones marginales y participaciones medias, es posible encontrar diferencias que reflejan la distinta naturaleza de las metodologías y la mayor o menor incorporación de aspectos físicos, eléctricos, económicos y de interacción entre agentes de cada método en particular; sin embargo es conveniente destacar el reconocimiento igualitario de los métodos al agente que tiene la mayor y la menor responsabilidad en el uso del sistema de transmisión. Esto es consecuencia de la concepción base de análisis de este trabajo que como concepto de uso del sistema considera un uso por capacidad representado mediante el flujo máximo que circula en una determinada línea en estudio.

6.4.1 Detalle de asignación por consumidor en cada línea del SIC

En la figuras 6.12 a la 6.17 se pueden encontrar graficadas las asignaciones sobre cada una de las líneas del SIC correspondientes a los consumidores L2, L3, L4, L6, L7 y L8, respectivamente, expresadas en términos porcentuales del costo total de cada línea.

La metodología propuesta, al igual que las metodologías tradicionales, reconoce hechos de importancia en términos de participación en la responsabilidad y financiamiento de determinadas líneas por parte de determinados consumidores o agentes del sistema; es así como es posible observar que respecto de la línea 3-4 el 100% de la responsabilidad es atribuible al consumidor L4.

Para la línea 2-3 se asigna una responsabilidad importante a los consumidores L2 y L4.

Para la línea 6-7 el método de las participaciones marginales y el de los GLDF dan un 100% de responsabilidad al consumidor L6 ubicado en la barra 6; sin embargo los métodos de juegos no lo consideran así, repartiendo la responsabilidad entre los consumidores L3, L4, y L6. Es importante consignar que la aplicación del método de las participaciones medias entrega algunas interpretaciones propias de su concepción metodológica, como es asignar una gran responsabilidad, del orden del 55%, al consumidor L8 sobre el financiamiento de la línea 7-8, lo que ninguno de los otros métodos ensayados reconoce.

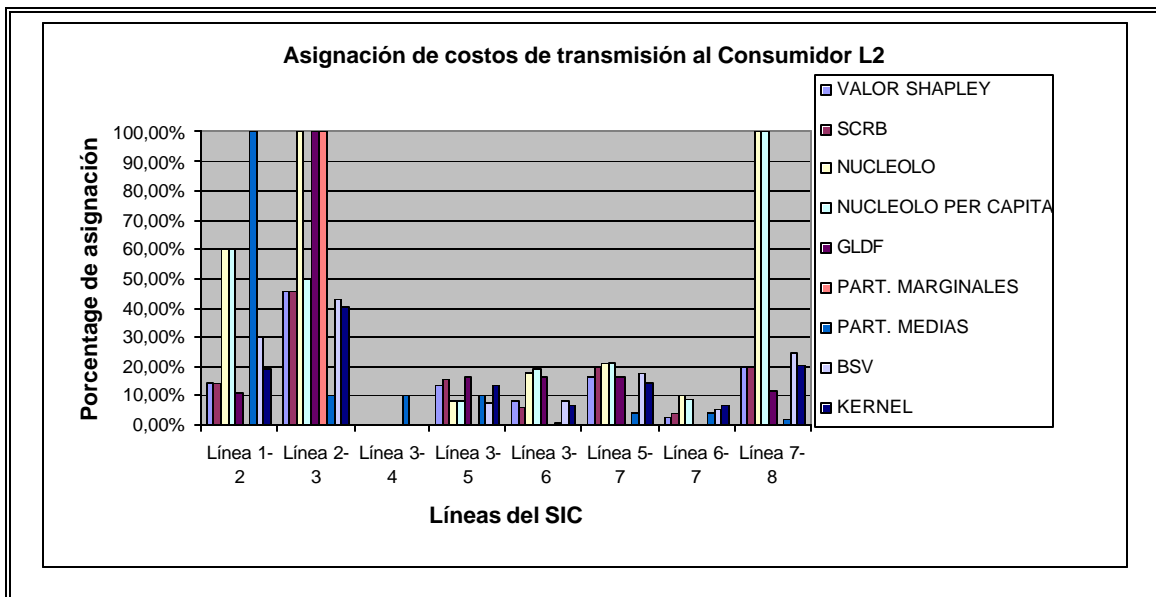


Figura 6.12: Participación del consumidor L2 en cada una de las líneas del SIC

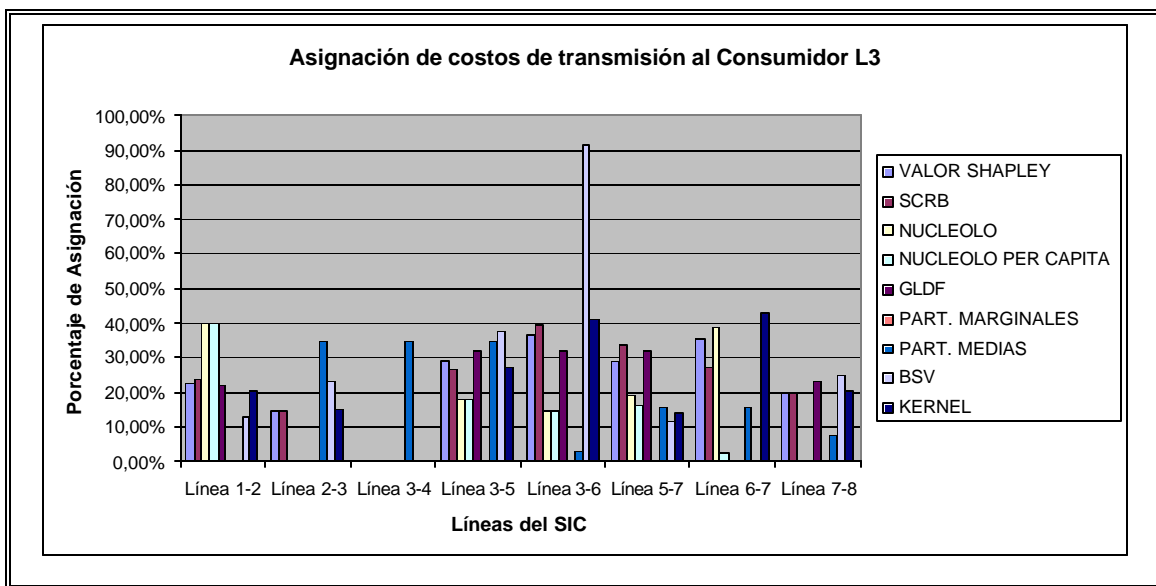


Figura 6.13: Participación del consumidor L3 en cada una de las líneas del SIC

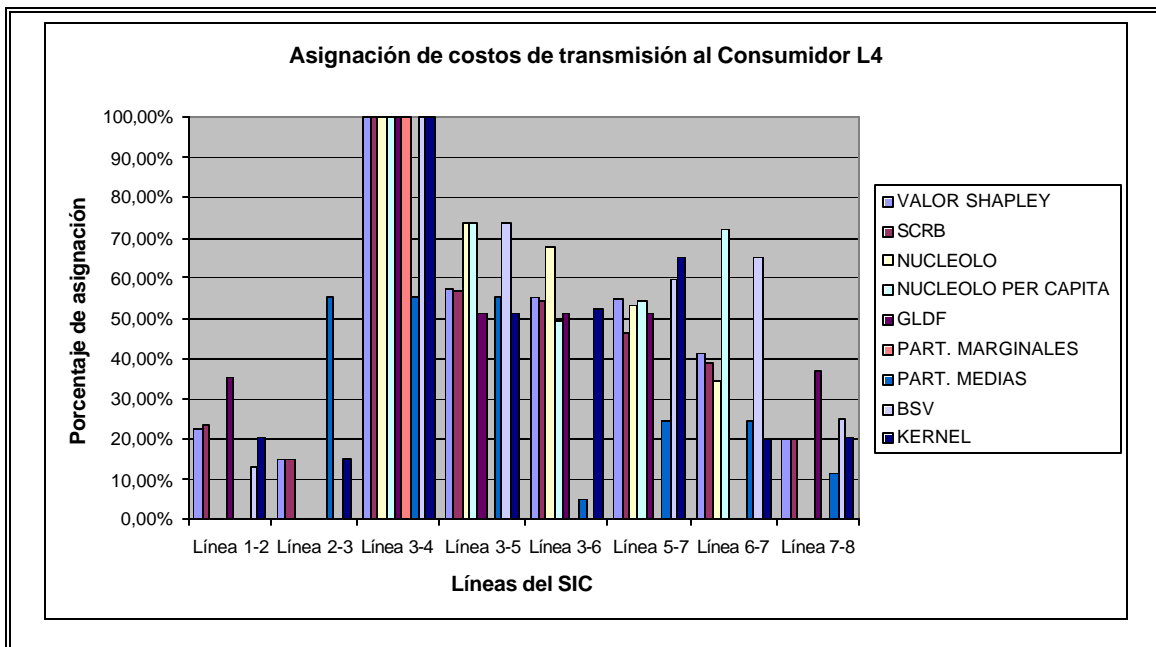


Figura 6.14: Participación del consumidor L4 en cada una de las líneas del SIC

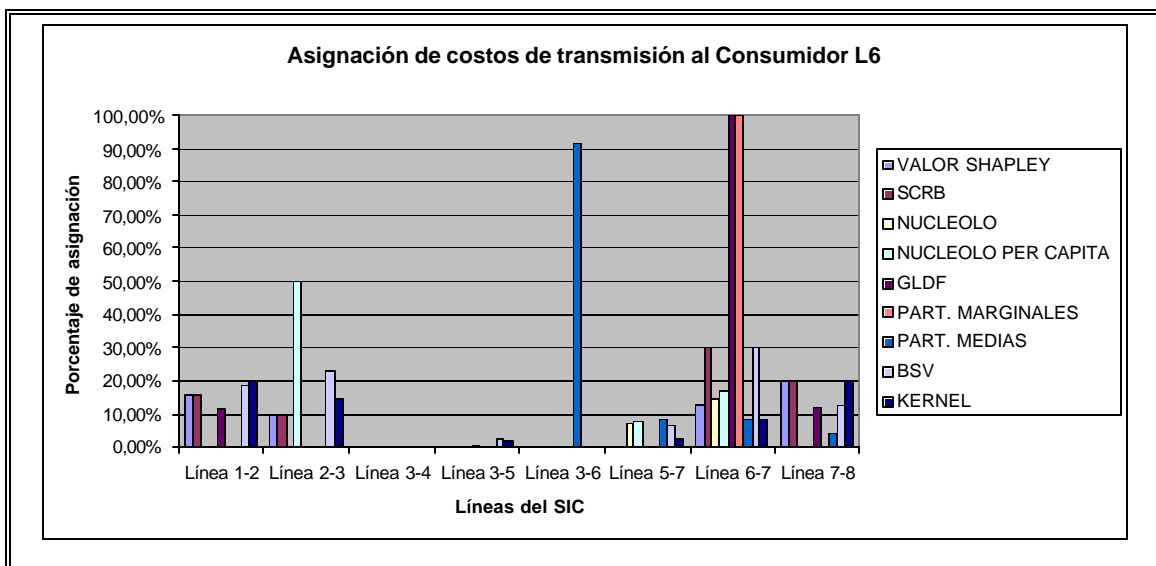


Figura 6.15: Participación del consumidor L6 en cada una de las líneas del SIC

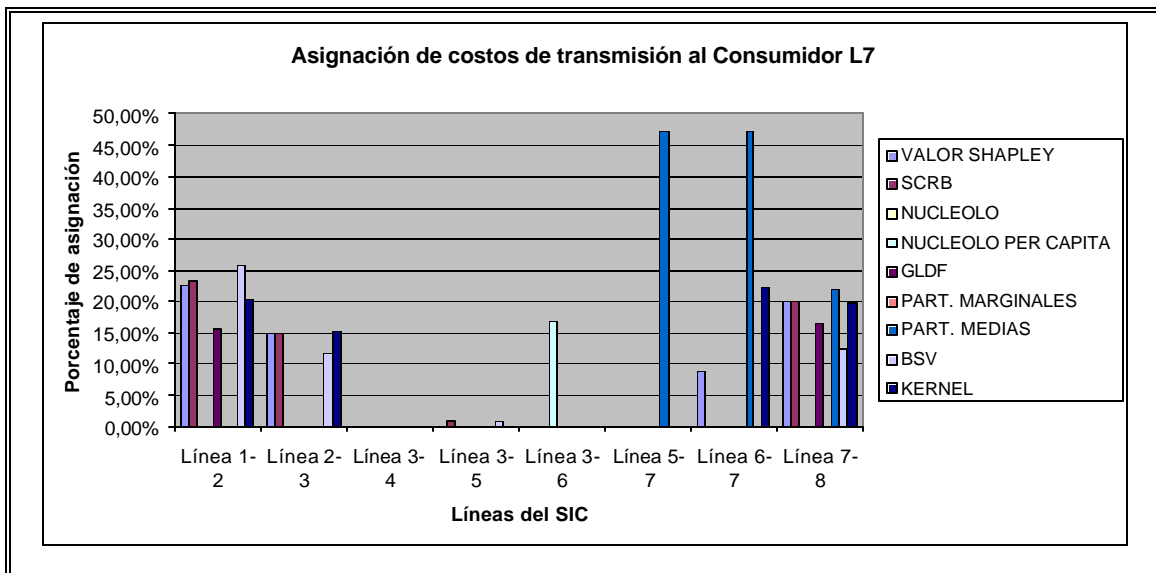


Figura 6.16: Participación del consumidor L7 en cada una de las líneas del SIC

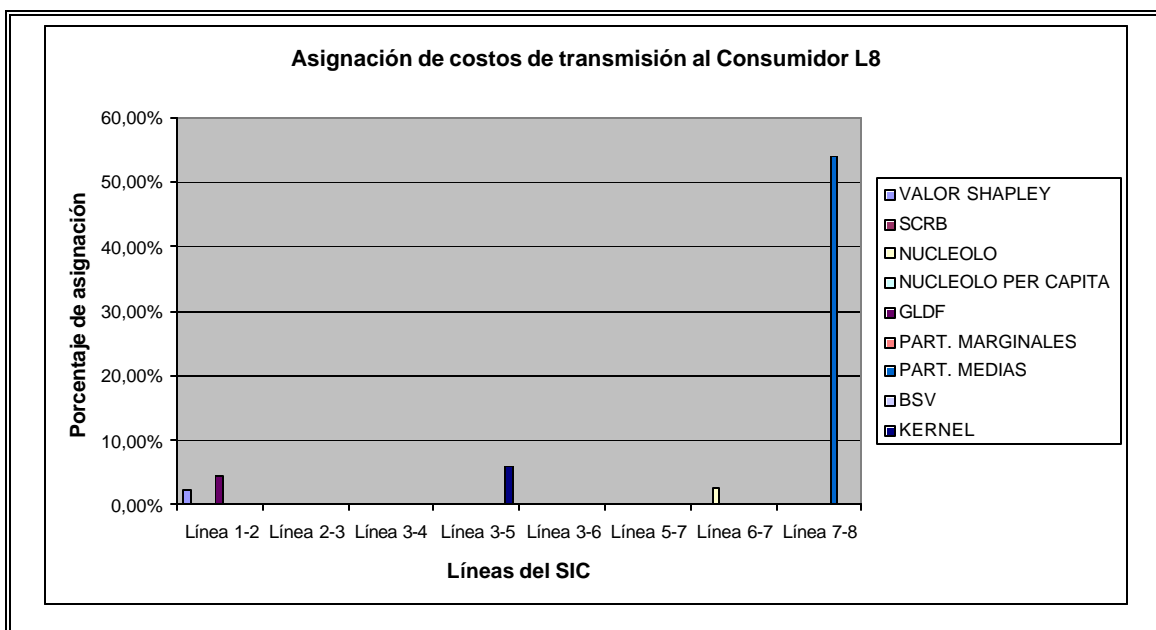


Figura 6.17: Participación del consumidor L8 en cada una de las líneas del SIC

VII. CONCLUSIONES

Concordante con la propuesta de tesis, se han cumplido los objetivos planteados. En este sentido, se han desarrollado modelos y metodologías de asignación de costos de transmisión entre los agentes del mercado eléctrico, basados principalmente en las responsabilidades de los participantes en el uso físico y económico que hacen de la red, el comportamiento racional de los agentes, la formación de coaliciones y los mecanismos de resolución de teoría de juegos cooperativos.

Las hipótesis de trabajo planteadas inicialmente, en el sentido de considerar que la cooperación y coordinación entre los agentes, junto a la competencia y desregulación en los mercados eléctricos emergentes, deben ser los principios que se impongan en dichos mercados, lo que ha quedado demostrado en el desarrollo de la presente tesis.

7.1 Contribuciones

En la presente tesis se han planteado nuevas metodologías de asignación de costos de transmisión entre los agentes de un mercado eléctrico, simples y transparentes en su aplicación y que se basan en el comportamiento real del sistema de transmisión y en la responsabilidad de los agentes en el uso físico y económico de la red. Como complemento de la teoría marginalista, entregan las señales adecuadas a los agentes en términos de eficiencia para un comportamiento óptimo de los agentes. La utilización de la teoría de juegos cooperativos y de la teoría de formación de coaliciones, permite incorporar principios de comportamiento racional de los agentes, eficiencia y equidad en la asignación, en el sentido que no existe una mejor asignación posible y que dos agentes en idéntica situación son cargados con la misma tarifa. La aplicabilidad a mercados competitivos está garantizada.

Las metodologías presentadas permiten resolver el problema de asignación de costos de la transmisión, teniendo en cuenta el sistema de transmisión existente en una determinada red eléctrica; también permiten resolver el problema de la asignación de los costos de expansión de un sistema eléctrico determinado, sin efectuar ningún ajuste metodológico.

Los resultados obtenidos son posibles de validar con metodologías tradicionales, quedando desafíos pendientes en temas como algoritmos más independientes de formación de coaliciones, estudio de estabilidad de las coaliciones formadas y mayores aplicaciones a expansiones de redes.

Entre las principales contribuciones de la presente tesis se pueden destacar:

1. Una nueva metodología de asignación de costos de transmisión de sistemas de transmisión eléctricos, existentes o expansiones de los mismos, entre los generadores usuarios de dicho sistema.
2. Una nueva metodología de asignación de costos de transmisión de sistemas de transmisión eléctricos, existentes o expansiones de los mismos, entre los consumidores usuarios de dicho sistema.
3. La adaptación de mecanismos de resolución de juegos cooperativos para su aplicación en forma directa a problemas de costos.
4. En el diseño metodológico se han incorporado principios físicos y económicos de funcionamiento de redes de potencia en integración con concepciones económicas del

comportamiento de agentes económicos inteligentes y racionales, y conceptos relativos a la interacción entre múltiples agentes que forman coaliciones en forma autónoma.

5. Aplicación de la metodología propuesta a sistemas de pruebas y al Sistema Interconectado Central de Chile

7.2 Desafíos futuros de investigación

El tema del proceso de comunicación y negociación entre los agentes participantes en el problema de asignación de los costos de transmisión es un camino abierto a la investigación, específicamente los que dicen relación con el comportamiento de estos agentes frente a asimetrías de información y comportamiento desleal en la entrega de información de sus costos.

El tema de la estabilidad de las coaliciones en el tiempo es también un tema de investigación de interés, especialmente teniendo en cuenta que las condiciones de interés de un determinado agente en la red de transmisión, van cambiando con el tiempo, dependiendo de las condiciones de mercado, de expansión de la red y de su capacidad de gestión de negocios en dicho mercado. Este tema es especialmente relevante para los generadores que pueden tener o no tener contratos en una determinada barra de la red dependiendo de los factores anteriores.

7.3 Recomendaciones de Desarrollos Futuros

Un problema que subyace a la propuesta de la presente tesis y a todas aquellas planteadas en la literatura que se apoyan en métodos de resolución de juegos cooperativos, es

el de la dimensionalidad del juego para sistemas con mayor número de barras, es decir, el problema asociado con la cantidad de coaliciones que se forman en cada juego cooperativo, la que depende del número de agentes involucrados y crece exponencialmente con la expresión 2^N , donde N es el número de jugadores del juego. Sin lugar a dudas, este es un tema de primera importancia en investigaciones futuras.

El desarrollo de una metodología de aplicación de la presente tesis para sistemas de mayor número de barras, lo que permitirá hacer extensiva la aplicación de la metodología desarrollada no sólo a sistemas de prueba sino también a sistemas más reales, representativos de aquellos que actualmente se encuentran operando en los mercados eléctricos desregulados, aparece como una necesidad inmediata y constituye, de por sí, una primera recomendación para avances posteriores en esta materia. Una sugerencia en este sentido, es considerar una determinada línea en estudio compuesta de agentes locales (generadores y cargas) ubicados en sus barras extremas y como agentes externos al resto de la red, los que pueden modelarse como agente carga o generador, dependiendo si retiran o inyectan flujo a la línea en estudio.

También sería de interés estudiar la operación de sistemas de transmisión reales durante un período de tiempo relevante para poder así determinar las condiciones de operación que determinan el flujo máximo de operación de cada una de las líneas del sistema de transmisión y luego aplicar la metodología propuesta en la presente tesis, comparando los resultados con las metodologías tradicionales y evaluando adecuadamente la justicia, equidad y estabilidad de las asignaciones resultantes.

BIBLIOGRAFIA

AGURTO, R. (1992) **Peajes por el Uso de Sistemas de Transmisión en Chile, Análisis del Concepto de Áreas de Influencia**. VI Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, 3-8 de mayo, Mendoza, República Argentina

BIALEK, J. (1997) **Elimination of Merchandise Surplus Due to Spot Pricing of Electricity**. IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, vol. 144, no. 5, pp.399-405.

BIALEK, J. (1996) **Tracing The Flow Electricity**. IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, vol. 143, no. 4, pp. pp.313-320.

BIALEK, J. (1997) **Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 3, pp. 1185-1193.

BIALEK, J., ZIEMIANEK, S. y ABI-SAMRA, N. (1999) **Tracking-Based Loss Allocation and Economic Dispatch, 13th Power System Computation Conference**. Junio-Julio, Trondheim, Noruega.

BIALEK, J. (1998) **Allocation of Transmission Supplementary Charge to Real and Reactive Loads**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, no. 3, pp. 749-754.

CARTER, M. y WALKER, P. (1996) **The Nucleolus Strikes Back**. Decision Sciences, vol. 27, no. 1, pp. 123-136.

CONTRERAS, I (1997) **A Cooperative Game Theory Approach To Transmission Planning In Power Systems**. Tesis de Doctorado, Engineering-Electrical Engineering and Computer Sciences, University of California, Berkley.

CONTRERAS, J., KLUSCH, M. y WU, F. (1998) **Multi-Agent Coalition Formation in Power Transmission Planning: Bilateral Shapley Value Approach**. EPSOM'98.

CONTRERAS, J., KLUSCH, M. y SHEHORY, O. (1997) **Coalition Formation in a Power Transmission Planning Environment**, Proceedings of the Second International Conference on Practical Applications of Multi-Agent Systems, PAAM-97, pp. 1-12, April, Londres, Inglaterra.

CONTRERAS, J., KLUSCH, M., VIELHALK, T. y WU, F. (1999) **Multi-agent Coalition Formation in Transmission Planning: Bilateral Shapley Value and Kernel Approaches**. Proceedings of the 13th Power Systems Computation Conference PSCC'99. Junio-Julio, Trondheim, Noruega.

CONTRERAS, J. y WU, F. (1999) **Coalition Formation in Transmission Expansion Planning**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, no. 3, pp. 1144-1152.

CONTRERAS, J. y WU, F. (2000) **A Kernel-Oriented Coalition Algorithm for Transmission Expansion Planning**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 4, pp. 919-925.

CURA, E. (1998) **Tarificación de Sistemas de Transmisión Eléctrica: Evaluación de Metodologías de Asignación de Cargos Complementarios**. Tesis de Magíster, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, pp. 1-125.

FARMER, E., CORY B. y PERERA, B. (1995) **Optimal Pricing of Transmission and Distribution Services in Electricity Supply**. IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, vol. 142, no. 3, pp. 263-268.

FERRERO, R., SHAHIDEHPOUR, S., ARMES V. y WAIGHT, J. (1997) **Transaction Analysis in Deregulated Power Systems Using Game Theory**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 3, pp. 1340-1347.

GARVER, L. (1970) **Transmission Network Estimation Using Linear Programming**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, no. 7, pp. 1688-1697.

GATELY, D. (1974) **Sharing the Gains From Regional Cooperation: a Game Theoretic Application to Planning Investment in Electric Power**. International Economic Review, vol. 15, no. 1, pp. 195-207.

GATICA, P. y SKOKNIC, E. (1996) Marcos Regulatorios en el Sector Eléctrico Sudamericano. **Comité Chileno de la CIER – CHICIER**. Junio, Santiago, Chile.

GREEN, R. (1997) **Electricity Transmission Pricing: An International Comparison**. Utilities Policy, vol. 6 no 3 pp177-184 .

HAPP, H. (1994) **Cost of Wheeling Methodologies**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 1, pp. 147-156.

HOBBS, B. y KELLY, K. (1992) **Using Game Theory to Analyze Electric Transmission Pricing Policies in the United States**. European Journal of Operational Research, no. 56, pp. 154-170.

KATTUMAN, P., BIALEK J. y ABI-SAMRA, N. (1999) Electricity Tracing and Cooperative Game Theory. **13th Power System Computation Conference**. Junio-Julio, Trondheim, Noruega.

KAHAN, J. y RAPOPORT, A. (1984) **Theories of Coalition Formation**. Lawrence Erlbaum Associates, Inc., ISBN 0-89859-298-4.

KIRSCHEN, D., ALLAN R. y STRBAC, G. (1997) **Contributions of Individual Generators to Loads and Flows**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 1, pp. 52-60.

KIRSCHEN, D. y STRBAC, G. (1999) **Tracing Active and Reactive Power Between Generators and Loads Using Real and Imaginary Currents**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, no. 4, pp. 1312-1319.

KLUSCH, M. y SHEHORY, O. (1996) A Polynomial Kernel-Oriented Coalition Algorithm for Rational Information Agents. **Proceedings of the 2nd International Conference on Multi-Agent Systems**. AAAI Press, December, Kyoto, Japan, pp. 1-15.

KRISHNA, V. y RAMESH, V. (1998) **Intelligent Agents for Negotiation in Market Games, Part 1: Model**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, no. 3, pp. 1103-1108.

KRISHNA, V. y RAMESH, V. (1998) **Intelligent Agents for Negotiation in Market Games, Part 2: Application**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, no. 3, pp. 1109-1114.

LUCE, R. y RAIFFA, H. (1957) **Games And Decisions, Introduction And Critical Survey**. Harvard University, John Wiley & Sons Inc.

MARANGON, LIMA, J. (1996) **Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 3, pp. 1409-1418.

MARANGON, LIMA, J. y OLIVEIRA, E. (1998) **The Long-Term Impact of Transmission Pricing**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, no. 4, pp. 1514-1520.

MARANGON, LIMA, PEREIRA, J. M. y PEREIRA, J. (1995) **An Integrated Framework For Cost Allocation in a Multi-Owned Transmission System**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 2, pp. 971-977.

MASCHLER, M, PELEG, B. y SHAPLEY, L. (1979) **Geometric Properties Of The Kernel, Nucleolus, And Related Solutions Concepts**. Mathematics of Operations Research, vol. 4, no. 4, pp. 303-338.

MONTICELLI, A., PEREIRA, M., PARKER B. y PRAÇA, J. (1982) **Interactive Transmission Network Planning Using a Least-Effort Criterion**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, no. 10, pp. 3919-3925.

MYERSON, R. (1991) **Game Theory Analysis Of Conflict**. Harvard University Press, London, Inglaterra.

NG, W. (1981) **Generalized Generated Distribution For Power System Security Evaluation**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, no. 3, pp. 1001-1005.

PAES DE BARROS, J., SOUZA F. y GERBER DE MELO, A. (2000) Aplicação da Teoria dos Jogos ao Planejamento da Expansão da Transmissão em Ambiente Competitivo (o Caso da Repartição dos Custos Associados à Reserva de Transformação). **VII Symposium of Specialist in Electric Operational and Expansion Planning, VII SEPOPE**. May, Curitiba, Brasil.

PAN, J., TEKLU, Y., RAHMAN, S. y JUN, K. (2000) **Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods Under Open Access**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 153, no. 4, pp. 1218-1224.

PÉREZ-ARRIAGA, I., RUDNICK, H. y STADLIN, W. (1995) **International Power System Transmission Open Access Experience**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 1, pp. 554-564.

PIROVANO, F., EVE, T. y AMANDALAY, F. (2000) Allocation of Fixed Transmission Cost to Different Network Functions. **Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2000 Proceedings, DRPT 2000, International Conference**, pp. 314-319.

PSRI & CEPEL. (1997) **A Game-Theoretic Approach to the Efficient Allocation of Transmission Service Cost, Part I – Aumann-Shapley Allocation**. Preliminary Version, pp. 1-16.

PSRI & CEPEL. (1997) **A Game-Theoretic Approach to the Efficient Allocation of Transmission Service Cost, Part II –Allocation of Investment Cost**. Preliminary Version, pp. 1-7.

RAINERI, R. y RUDNICK, H. (1998) **Restructuring the Chilean Electric Industry: From Monopoly to Competition**. Power Economics, Wilmington Publishing Ltd, vol. 2, no. 7, pp. 41-43.

RUBIO, F. (1999) **Metodología de Asignación de la Red de Transporte en un Contexto de Regulación Abierto a la Competencia**. Tesis Doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, pp. 1-296.

RUBIO F. y PÉREZ ARRIAGA, I. (2000) **Marginal Pricing of Transmission Services: a Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 1, pp. 448-454.

RUDNICK, H. (1998) **Market restructuring in South America**. IEEE Power Engineering Review, vol. 18, no. 6, pp. 3-6.

RUDNICK, H. (2000) **Paper Discussion Marginal pricing of Transmission Services: a Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 4, pp. 1464-1465.

RUDNICK, H. (1998) **Restructuring in South America: Successes and Failures**. Power Economics, Wilmington Publishing Ltd, vol. 2, no. 5, pp. 37-39.

RUDNICK, H. (1998) The Electric Market Reestructuring in South América: Success And Failures on Market Design. **Plenary Session, Harvard Electricity Policy Group**. Enero, San Diego, California.

RUDNICK, H. (1994) Transmission Open Access in Chile. **Fourth Plenary Session of The Harvard Electricity Policy Group**.

RUDNICK, H. (1996) **Pioneering Electricity Reform in South America**. IEEE Spectrum, Agosto, pp. 38-44.

RUDNICK, H., DE FRANCO, N., HAMMONS, T., SBERTOLI, L., CHAHÍN, C., DO NASCIMENTO, J., MARANGON LIMA, J. y GRAY, P. (1998) **Latin American Deregulation Processes**. IEEE Power Engineering Review, vol. 18, no. 12, pp. 10-12.

RUDNICK, H. y DONOSO, J. (2000) **Integration of Price Cap and Yardstick Competition Schemes in Electrical Distribution Regulation**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 4.

RUDNICK, H., PALMA, R., CURA, E. y SILVA, C. (1996) **Economically Adapted Transmisión Systems in Open Access Schemes – Application of Genetic Algorithm**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 3, pp. 1427-1440.

RUDNICK, H., PALMA, R. y FERNÁNDEZ, J. (1995) **Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 2, pp. 1125-1142.

RUDNICK, H., PALMA, R. y SOTO, M. (1999) Open Access Transmission Pricing Methods Based on Use of Network, Extended Abstract. **Power System Computation Conference**.

RUDNICK, H., SOTO, M. y PALMA, R. (1999) **Use of System Approaches for Transmission Open Access Pricing**. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 21, no. 2, pp. 125-135.

RUDNICK, H. y RAINIERI, R. (1997) **Transmission Pricing Practices in South América**. Utilities Policy, vol. 6, no. 3, pp. 211-218.

RUDNICK, H., VARELA, H. y HOGAN, W. (1997) **Evaluation of Alternatives for Power System Coordination and Pooling in a Competitive Environment**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 2, pp. 605-613.

RUDNICK, H. y ZOLEZZI, J. (2001) **Electric Sector Deregulation and Restructuring in Latin America: Lessons to be Learnt and Possible Ways Forward**. IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, vol. 148, no. 2, pp. 180-184.

RUDNICK, H. y ZOLEZZI, J. (2000) Planificación y Expansión de la Transmisión en Mercados Eléctricos Competitivos. **VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, VII SEPOPE**. Mayo, Curitiba, Brasil.

RUDNICK, H. y ZOLEZZI, J. (1999) Expansión de los Sistemas de Transmisión en Mercados Competitivos de Generación. **Actas I Reunión Internacional G&T CIER 99**,

Optimización de los Procesos de Generación y Transmisión en Ambientes Competitivos. Noviembre, Bogotá, Colombia.

SHEHORY, O. y KRAUS, S. (1993) Coalition Formation Among Autonomous Agents: Strategies and Complexity (Preliminary Report). **Lecture Notes in Artificial Intelligence no. 957, From Reaction to Cognition, C. Castelfranchi and J.P. Muller (Eds), Springer-Verlag.** Berlin, pp. 1-15.

SHIRMOHAMMADI, D., RAJAGOPALAN, C., ALWARD, E. y THOMAS, C. (1991) **Cost of Transmission Transaction: An Introduction.** IEEE Transactions on Power Systems, vol. 6 no. 4, pp. 1546-1556.

SHIRMOHAMMADI, D., VIEIRA FILHO, X., GORENSTIN, B. y PEREIRA, M. (1993) **Some Fundamental Technical Concepts About Cost Based Transmission Pricing.** IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 2, pp. 1002-1008.

SHUBIK, M. (1982) **Game Theory In The Social Sciences.** The MIT Press, Cambridge, Massachusets.

STRBAC, G., KIRSCHEN, D. y AHMED, S. (1998) **Allocating Transmission System Usage on the Basis of Traceable Contributions of Generators and Loads to Flows.** IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, no. 2, pp. 527-534.

SCHWEPPE, F. C., CARAMANIS, M.C., TABORS, R.D., BOHN R.E. (1988) **Spot Pricing Of Electricity.** Boston, Kluwer, Academics Publisher.

TABORS, R. (1994) **Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons.** IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 1, 206-215.

TAPIA, K. (1998) **Impacto De Las Restricciones De Transmisión En Un Mercado Competitivo De Electricidad**. Tesis de Magíster, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.

TSUKAMOTO, Y. e IYODA, I. (1996) **Allocation of Fixed Transmission Cost to Wheeling Transaction by Cooperative Game Theory**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 2, pp. 620-629.

VARIAN, H. (1996) **Computational Economics and Finance: Modeling and Analysis with Mathematica**. Springer-Verlag New York, Inc, ISBN 0-387-94518-0.

VARIAN, H. (1993) **Economics and Financial Modeling with Mathematica**. Springer-Verlag New York, Inc, ISBN 0-387-97882-8, 1993.

VIELHALK, T. (1998) **COALA, User's Guide**. Technical Faculty, Institute of Computer Science And Applied Mathematics, Cristian Albrechts-University of Kiel, Lübeck.

VIELHALK, T. (1998) **COALA: A general Testbed for Simulation Coalition Formation Among Autonomous Agents**, pp. 1-36.

VIEIRA FILHO, X., MELLO, J., GROENSTIN, B., MELO, A., REGINO, L., MARZANO, L., MEDEIROS, J. y PEREIRA, M. (2000) Ancillary Services Trading and Cost Allocation Among Consumers (Application of Game Theory). **VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, VII SEPOPE**. Mayo, Curitiba, Brasil.

VIEIRA FILHO, X., PEREIRA, M., GROENSTIN, B., MELLO, J., MELO, A. y GRANVILLE, S. (1997) **Transmisión System Cost Allocation Based on Cooperative Game Theory**. Brasil.

VILLASANA, R., GARVER, L. y SALON, S. (1985) **Transmission Network Planning Using Linear Programming**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, no. 2, pp. 349-356.

WOOD, A. y WOLLENBERG, B. (1996) **Power, Generation, Operation and Control**. Wiley Interscience, Second Edition, ISBN 0-471-58699-4.

WU, F., YEUNG, C. y POON, A. (1999) **Game Theoretical Multi-Agent Modelling of Coalition Formation For Multilateral Trades**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, no. 3, pp. 929-934.

YOUNG, H. (1994) **Cost Allocation**. Handbook of Game Theory, vol. 2, pp. 1193-1235.

YOUNG, H., OKADA, N. y HASHIMOTO, T. (1982) **Cost Allocation in Water Resource Development**. Water Resources Research, vol. 18, no. 3, pp. 463-475.

YOUSSEF, H. y HACKAM, R. (1989) **New Transmission Planning Model**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 4, no. 1, pp. 9-18.

ZOLEZZI, J. y RUDNICK, H. (1999) Alternativa de Determinación del Área de Influencia de la Generación Eléctrica en el Sistema de Transmisión. **Actas XIII Congreso Chileno de Ingeniería Eléctrica**. Noviembre, Santiago, Chile, pp. 475-480.

ZOLEZZI, J. y RUDNICK, H. (2000) Tarificación del Sistema de Transmisión Eléctrica: Aproximación Mediante Juegos Cooperativos. **VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, VII SEPOPE**. Mayo, Curitiba, Brasil.

ZOLEZZI, J., RUDNICK H. y DANITZ, F. (2001a) **A Discussion on "Review of Usage-Based Cost Allocation Methods Under Open Access"**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, no. 4, pp. 933-934.

ZOLEZZI, J., RUDNICK H. y EVANS, F. (2001b) **A Discussion on "A Kernel-Oriented Algorithm for Transmission Expansion Planning"**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, no. 4, pp. 936-938.

ANEXOS

Anexo A: Participaciones Marginales y Determinación del Área de Influencia

La determinación del área de influencia, junto con la determinación de los pagos por el sistema de transmisión, es efectuada en Chile de acuerdo a la legislación, por parte de la empresa transmisora, de acuerdo a una metodología determinada por ella⁴³ y puesta a consideración de los generadores⁴⁴ que están conectados a la red; de no existir acuerdo, se deriva en un fallo arbitral. La metodología actual en aplicación consiste en:

1. Determinar las condiciones de operación base, generaciones de centrales y flujos por cada tramo de la red, considerando distintas hidrologías y periodos del año.
2. Se analizan las variaciones en la transmisión de cada tramo de la red, realizando cambios en la generación de la central estudiada⁴⁵ y redespachos óptimos respecto del caso base, la generación de centrales hidráulicas permanece fija.
3. El cociente entre la variación de la transmisión en cada tramo y el cambio en la generación de la central en estudio se define como participación marginal, las instalaciones de la red se ven directamente afectadas cuando esta participación es positiva.
4. El cálculo se realiza para todos los años hidrológicos de la estadística usada por el CDEC-SIC.

⁴³ Basada en el fallo arbitral entre la empresa de transmisión y una generadora en 1991.

⁴⁴ La legislación chilena sólo asigna responsabilidad a los generadores en el uso del sistema de transmisión.

⁴⁵ Se consideran variaciones de un 10% de la potencia de la central en centrales pequeñas y de un 1% de la potencia del sistema en centrales grandes.

5. Para cada tramo de línea se calcula el promedio de las participaciones marginales positivas agrupando los años en tres clases hidrológicas, húmeda, media y seca.
6. Una participación marginal mayor que cero, en por lo menos una clase hidrológica, indica una afectación positiva de la instalación, se usa un umbral del 10% en la participación marginal para evitar errores por las simplificaciones de los modelos usados.
7. Una central incluirá un tramo de red en su área de influencia si su participación marginal máxima es igual o superior al 90% de la menor participación marginal máxima de aquellas otras centrales que tienen dicho tramo en su área de influencia.

Tanto Argentina, Chile y Colombia evalúan el uso económico de la transmisión considerando impacto incremental en condiciones de demanda máxima, Bolivia promedia los impactos incrementales a diferentes niveles de carga. Ninguno de estos países ha sido capaz de aplicar satisfactoriamente las regulaciones en esta materia. Las discrepancias en torno a la determinación del área de influencia tanto en Chile como en otros países donde se utiliza este concepto dice relación con: los modelos de despacho o flujos de carga múltiples utilizados, la ubicación de las barras marginales, los umbrales escogidos en la participación marginal, la sola asignación del uso a generadores, las consideraciones hechas sobre operación de las centrales hidráulicas, el concepto de centrales sumergidas, etc., al margen de las consideraciones hechas sobre la determinación de las prorratas de pago por el uso.

Otra forma de determinar las participaciones marginales, es a través de los factores de distribución de desplazamiento de la generación, o factores A, los cuales se encuentran detallados en el Anexo B.

Anexo B: Factores de distribución

Como herramienta de identificación del uso del sistema de transmisión se propone el uso de los factores de distribución o participación por ser simples de entender y prácticos de aplicar en esquemas de acceso abierto [Rudnick, 1995].

Estos factores de distribución se basan en flujos lineales de carga. Los factores alternativos son:

- Factores de distribución de desplazamiento de la generación (GSDF o factores A),
- Factores de distribución generalizados de generación (GGDF o factores D), y
- Factores de distribución generalizados de carga (GLDF o factores C).

Estos factores pueden ser usados directamente como una medida de uso de la transmisión por parte de los agentes. Los factores A miden el uso incremental de la red por parte de generadores y consumidores. Los factores GGDF miden el uso total de la red, no incremental, producido por las inyecciones de los generadores, similarmente los factores GLDF miden el uso total de la red por inyecciones negativas de generación, correspondientes a las cargas.

Los factores GSDF o factores A son definidos como:

$$\Delta P_{l-k} = A_{l-k,g} * \Delta G_g \quad (1)$$

donde :

ΔG_g : variación de generación en generador g, con el generador marginal o de referencia excluido

ΔP_{l-k} : variación en el flujo de potencia activa en la línea que une barras l y k, debido a una variación de generación.

$A_{l-k,g}$: constante de proporcionalidad o factor GSDF para línea l-k y asociada al generador G.

ΔG_R : Variación de generación en el generador marginal o de referencia.

Estos factores A se obtienen desde un análisis DC de flujo de potencia, usando reactancias se calculan como:

$$A_{l-k,g} = \frac{X_{l-g} - X_{k-g}}{X_{l-k}} \quad (2)$$

donde X_{l-g} y X_{k-g} corresponden a elementos de la matriz de reactancia (la inversa de la matriz de admitancia nodal eliminada la fila y columna correspondiente a la barra de referencia) y X_{l-k} corresponde a la reactancia del tramo l-k, donde l y k son los nodos terminales de la línea l-k.

Estos factores son estimados en forma lineal para los cambios en los flujos debido a la variación en la potencia inyectada en una barra. Son independientes de las condiciones de operación del sistema (distribución de generación y carga), pero dependen de la configuración de la red y de la barra de referencia elegida. Para determinar el impacto en una rama de una inyección, se debe conocer el sentido del flujo por la rama.

Los factores A pueden ser también determinados a través de un análisis AC o mediante un uso sucesivo de un algoritmo de despacho económico, pero debido a su simplicidad se prefiere la utilización de un flujo DC.

Factores GGDF o factores D son definidos como:

$$P_{l-k} = \sum_g D_{l-k,g} * G_g \quad (3)$$

donde:

- G_g : generación total en generador g
 P_{l-k} : flujo de potencia activa total en línea que une barras l y k
 $D_{l-k,g}$: factor GGDF para línea l-k asociado a generador g.

Es posible obtener los GGDF a través de los GSDF mediante la siguiente relación:

$$D_{l-k,g} = A_{l-k,g} + D_{l-k,R} \quad (4)$$

en que $D_{l-k,R}$ se define como:

$$D_{l-k,R} = \frac{F_{l-k} - \sum_{p \neq R} A_{l-k,p} \cdot G_p}{\sum_g G_g} \quad (5)$$

Factores GLDF o factores C se definen como:

$$P_{l-k} = \sum_g C_{l-k,c} * L_c \quad (6)$$

donde:

- L_c : demanda total en carga c.
 P_{l-k} : flujo de potencia activa total en línea que une barras l y k.
 $C_{l-k,g}$: factor GLDF para línea l-k asociado a la carga c.

Los factores C se relacionan con los factores de distribución A o GSDF a través de las siguientes ecuaciones:

$$C_{l-k,j} = C_{l-k,R} - A_{l-k,j} \quad (7)$$

en que $C_{l-k,R}$ se define como:

$$C_{l-k,R} = \frac{F_{l-k} + \sum_{p \neq R} A_{l-k,p} \cdot L_p}{\sum_j L_j} \quad (8)$$

Los factores GSDF dependen esencialmente de los parámetros eléctricos de la red (particularmente de las reactancias) y de la elección de la barra de referencia o marginal y son independientes de la condición de operación del sistema y pueden ser aplicados tanto a generadores como a consumidores. Sin embargo, para determinar el impacto en la red de las diferentes inyecciones es necesario conocer la dirección del flujo de potencia en cada rama en la condición de estudio. Por otro lado los factores GGDF aplicables a generación y GLDF aplicables a cargas, dependen de los parámetros pero no de la ubicación de la barra de referencia, ellos son dependientes de las condiciones de operación estudiadas.

Para prorratear los sistemas de transmisión, la ley chilena indica que los pagos por cada línea deben ser asignados por todos los usuarios de éstas, en proporción al máximo de potencia transportada por cada usuario, con respecto al máximo de la potencia transportada por esa línea. Sólo aquellos que contribuyen con flujo en el mismo sentido del flujo máximo, deben pagar. Aquellos que contribuyan con flujos negativos, vale decir en sentido contrario al flujo máximo, no pagarán por el uso de las líneas, pero tampoco se les premiará.

Una de las forma de asignar responsabilidades al flujo por las líneas ya sea a generadores o consumos es a través de los factores antes mencionados, como los GGDF's o GLDF's. Por ejemplo la prorrata a partir de factores GGDF determinando el grado de contribución que un generador b posee sobre el flujo F_{l-k} de una determinada línea $l-k$, se puede estudiar de la siguiente forma:

$$FP_{l-k,b} = \frac{D'_{l-k,b} \cdot G_b}{\sum_g D'_{l-k,g} \cdot G_g} \quad (9)$$

en donde $D'_{l-k,b}$ corresponde a $D_{l-k,b}$ si el factor es del mismo signo que el flujo y será 0 si el factor es de signo opuesto.

Anexo C: Regulación Comparada de la Transmisión

C.1 Desde el punto de vista del acceso al sistema de transmisión

ALBERTA	CALIFORNIA	PJM
Libre acceso a las redes de transmisión para todo usuario sin discriminación	Libre acceso a las redes de transmisión a los clientes aptos	Libre acceso a las redes de transmisión a los clientes aptos
	Cliente apto: cualquier empresa eléctrica incluyendo transmisores, comercializadores mayoristas o personas que generen electricidad para la venta, usuarios finales que optan por tomar un servicio desagregado de transmisión para comprar energía vía comercializador minorista	Cliente apto: cualquier empresa eléctrica incluyendo transmisores, comercializadores mayoristas o personas que generen electricidad para la venta, usuarios finales que optan por tomar un servicio desagregado de transmisión para comprar energía vía comercializador minorista
	La FERC califica los clientes aptos.	La FERC califica los clientes aptos.
Existen procedimientos y reglamentos completos para la conexión de generadores, distribuidores, transmisores y cargas	Cada empresa de transmisión tiene sus procedimientos de interconexión concordados con el ISO	Existen procedimientos de conexión tanto para generadores como para empresas de distribución comunes a todas las empresas de transmisión

ALEMANIA	ESPAÑA	INGLATERRA
Libre acceso a las redes de transmisión para todos los agentes sin discriminación.	Libre acceso a las redes de transmisión para todos los agentes calificados sin discriminación en la medida que exista capacidad disponible.	Libre acceso a las redes de transmisión para todos los agentes sin discriminación.
Existen procedimientos de conexión a la red. Están contenidos en el Grid Code, que define todos los procedimientos tanto para generadores como para consumidores.	Red Eléctrica de España (REE) tiene sus procedimientos de interconexión concordados con el Ministerio de Industria y Energía (MINER).	Existe un Grid Code que regula la conexión a las redes. Existe un cargo específico por conexión basado en los costos necesarios para la conexión.

AUSTRALIA	NUEVA ZELANDA
Libre acceso a las redes de transmisión sin discriminación	Libre acceso a las redes de transmisión
Existen procedimientos de conexión, tanto para generadores como para empresas de distribución, comunes a todas las empresas de transmisión. Éstos están contenidos en el Code y son supervisados por la ACCC y los reguladores de cada estado	Existe la norma GOSP (Grid Operating Security Policy) elaborada por Trans Power, se señalan las obligaciones de conexión y coordinación a la red

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	COLOMBIA	PERÚ
Libre acceso a las redes de transmisión a terceros	Libre acceso a las redes de transmisión para todo usuario sin discriminación	Libre acceso a las redes de transmisión para todo usuario sin discriminación	Libre acceso a las redes de transmisión para todo usuario sin discriminación	Libre acceso a las redes de transmisión a terceros
Transener establece los procedimientos de conexión que son aprobados y autorizados por el ENRE	Existen procedimientos de conexión a la red	Existen procedimientos de conexión a la red	Existen procedimientos de conexión a la red, están contenidos en el Código de Redes del Reglamento de Operación de la CREG	Existen procedimientos de conexión comunes a todas las empresas de transmisión, tanto para generadores como para empresas de distribución, quienes pagan un cargo por conexión

C.2 Desde el punto de vista de la retribución del sistema de transmisión

ALBERTA	CALIFORNIA	PJM
Tarificación por recuperación de	Tarificación por recuperación de	Tarificación de acceso
Los costos incluidos en las tarifas de transmisión son: Costos de los alambres: cargos pagados a los dueños del sistema de transmisión por el uso de la red y corresponden a un 75% aproximadamente de los ingresos Costos fuera de mérito: el costo de compensar a los generadores que operan fuera de mérito debido a las restricciones de transmisión Costos de Pérdidas: el TA compra pérdidas al Power Pool al precio spot Costos de los servicios auxiliares Los nuevos usuarios del sistema de transmisión en Alberta no pagan los costos incrementales asociados con su conexión	Los cargos por acceso está diseñados para cubrir la totalidad de los costos de transmisión Los costos a recuperar corresponden a la anualidad de los costos de inversión, los costos de operación y mantención. Los costos por pérdidas de transmisión no son recuperados mediante el esquema de tarificación de la transmisión	Los cargos por acceso cubren los costos totales de la red, cubren tres tipos de servicios: servicios de transmisión, servicios auxiliares obligatorios y a requerimiento
El administrador de la transmisión TA, administra todos los requerimientos regulatorios y financieros para cubrir todos los costos de proveer servicios de transmisión, incluyendo los costos de los servicios auxiliares	Las empresas de transmisión calculan la tarifa la cual es autorizada por la FERC	Las empresas de transmisión calculan los cargos por acceso y los requerimientos de ingresos y son autorizados por la FERC

FINLANDIA	NORUEGA	SUECIA
Tarificación de utilidad razonable	Tarificación por incentivo	Tarificación por tasa de retorno
El esquema tarifario remunera totalmente las instalaciones agregándole una ganancia adicional	La tarifa, la cual debe satisfacer los requerimientos de ingresos definidos por el mismo dueño	La tarifa de transmisión garantiza la remuneración total de los costos calculados de acuerdo al valor contable de las instalaciones más una tasa de retorno La empresa de transmisión tiene derecho a recaudar un monto adicional por servicios auxiliares y costos de operador de la red
Los costos son calculados por la empresa de transmisión y aprobada por el regulador	Los costos son calculados por el propietario de la línea y debe ser aprobada por el regulador (NVE)	Los costos son calculados por la empresa de transmisión y aprobados por el regulador

ALEMANIA	ESPAÑA	INGLATERRA
Tarificación por precio tope	Tarificación de mercado más costos de servicios	Tarificación de mercado
Las tarifas están basadas en la cobertura anual de todos los costos (más un porcentaje de ganancia) asociados con la infraestructura de la red. Los costos son subdivididos, para cada área de control, por niveles de red y se basan en el valor contable de las instalaciones y costos de operación y mantenimiento	El conjunto de costos a recuperar incluye dos partes claramente diferenciadas: - El costo reconocido de las actividades de transmisión (los costos de las redes, su operación y su mantenimiento) y distribución que constituye la base de los denominados Peajes de Red y; - El costo derivado de un conjunto heterogéneo de elementos considerados como Costos Permanentes y de Diversificación. Dichos costos se añaden a los peajes de red para la constitución de las denominadas Tarifas de Acceso	Las empresas dueñas de la red de transmisión recuperan todos sus costos mediante: los cargos por conexión pagados por los usuarios directamente conectados a la red de transmisión, los cargos anuales por el uso del sistema.
Las empresas de transmisión presentan sus tarifas basadas en el costo del servicio a la Dirección de Tarifas. Los costos son reconocidos previamente por esta institución la cual fija la tasa de rentabilidad del negocio y aprueba el plan tarifario para cada empresa.	La cifra total a recaudar por peajes de red se establece en los decretos de tarifas que son aprobados por el Gobierno.	La licencia de transmisión otorgada a NGC especifica el importe máximo para recuperar tanto en los cargos por conexión como el los cargos por uso del sistema. El importe se calcula en Pounds/kW de demanda máxima abastecida y se basa en el RPI-x, donde x es fijada por OFFER como ente regulador

AUSTRALIA	NUEVA ZELANDA
Tarificación por de costos totales asociados al negocio de transmisión	Tarificación en base al uso físico de la red.
La tarificación de la transmisión en cada uno de los Estados que conforman Australia remunera las instalaciones requeridas para conectar a cada usuario y los costos asociados al uso de la red	La tarificación de la transmisión pretende recuperar los costos asociados a las instalaciones involucradas en por la conexión de los usuarios a la red; los costos de capital pasados y los costos asociados a operación y mantenimiento de la red.
A pesar de la variedad de metodologías utilizadas en Australia para remunerar el sistema de transmisión, no existe una recuperación total de los costos del sistema.	No existe seguridad de una remuneración completa de los costos de la transmisión, por este motivo se modificó la anterior metodología de tarificación de la transmisión en 1996.

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	COLOMBIA	PERU
La tarificación en dos partes remunera en conjunto la inversión que se realiza por conexión; una porción los costos de operación y mantenimiento en cada nudo y el costo marginal de energía asociado a cada nudo	Recuperación de VNR+COYM de un sistema económicamente adaptado	Tarificación por tasa de retorno	Recuperación de valor nuevo de reemplazo	Recuperación de VNR+COYM de un sistema económicamente adaptado. Se cubren tres tipos de servicios: servicios de transmisión, servicios auxiliares obligatorios y a requerimiento
No se asegura la recuperación del costo total del sistema de transmisión		El costo de transmisión es evaluado como el costo marginal de corto plazo, sumado a un cargo llamado "derecho de conexión" (peaje fijo y anual)	Se determinan cargos por inyección y retiro (cargos por uso) de modo que se ajustan a los requerimientos financieros para la expansión, operación y mantenimiento del sistema de transmisión nacional	
CAMMESA calcula los cargos en base a los precios fijados en los contratos de concesión para TRANSENER y las empresas de transporte y de la anualidad y canon para las nuevas líneas	La Superintendencia de Electricidad aprobará semestralmente los precios máximos de transmisión, las respectivas fórmulas de indexación mensual y determinará las condiciones de utilización de las instalaciones de transmisión	El valor de la tarifa es revisado anualmente por la ANEEL, en función de los ingresos reconocidos para los activos de la Red Básica, de la composición de mercado de las concesionarias de distribución y de los ingresos que debiera ser obtenidos por el pago de los cargos de uso de la transmisión de los usuarios que acceden al sistema en relación a la porción de demanda de potencia y energía	Los cargos de acceso remuneran las instalaciones necesarias para conectar un usuario a la red Las tarifas por uso son calculados por la CREG. Se revisan cada 3 años	Los costos de AVNR+COYM son declarados por las empresas de transmisión a través de requerimientos de ingresos y aprobados por el regulador

C.3 Desde el punto de vista de los peajes de transmisión

ALBERTA	CALIFORNIA	PJM
Tarificación por recuperación de costos	Tarificación de acceso y uso (congestión) Sólo los que retiran energía de la red pagan por el servicio de transmisión	Tarificación de acceso En el servicio integrado de red los que pagan son los generadores y los comercializadores que posean contratos de suministro En el servicio punto a punto o bilateral, paga el que solicitó el servicio
<p>Los cargos por el sistema de transmisión son:</p> <p>a)Cargos tipo estampilla de correo para los distribuidores: Los distribuidores deben contratar con el TA por un mínimo de cinco años. Ellos son cargados en base a la mayor demanda de punta o capacidad reservada.</p> <p>b)Cargos basados en la ubicación de generadores. Los pagos para los generadores existentes reflejan su contribución a los servicios auxiliares, puede ser un cargo o un crédito. Pagos por nuevos generadores conectados a la red cubren los costos de conexión específicos del lugar más costos sensibles a la ubicación</p> <p>c)Peajes de importación y exportación: importadores y exportadores pagan un cargo de transferencia de transmisión (\$/MWh) por el uso del sistema de transmisión</p> <p>Los nuevos usuarios del sistema de transmisión en Alberta no pagan los costos incrementales asociados con su conexión</p>	<p>Los cargos por el sistema de transmisión son:</p> <p>a)Cargo por Acceso: Es determinado por cada PTO (participating transmission owner) considerando su requerimiento de ingreso y su balance mensual de inyecciones y retiros El cargo por acceso es por tipo de cliente y depende de a cual empresa se conecte el cliente - Las empresas de distribución públicas (UDC) pagan un cargo regulado - Las empresas transmisoras entre si pagan cargos por acceso si requieren de las instalaciones de otras para cumplir el suministro</p> <p>b)Cargo por uso: Se pagan cuando existe congestión entre zonas que están unidas por corredores. Puede ser un pago o un crédito dependiendo si la zona perjudica o alivia al corredor. La diferencia del monto recolectado se le paga al transmisor y es descontado de sus requerimientos de ingresos, lo que reduce el cargo por acceso</p>	<p>Los cargos por acceso se determinan en base a la contribución del cliente de la red a la demanda de punta de la zona de la red de una determinada empresa. La metodología de cálculo de los cargos por acceso está estandarizada</p> <p>La repartición del cargo de acceso recolectado una vez clasificados por zonas, se realiza prorrateando de acuerdo a los requerimientos de ingresos de cada empresa transmisora de la zona</p> <p>En caso de congestión cada usuario del sistema de transmisión debe pagar un cargo calculado a partir de la diferencia de los precios marginales nodales en barras de inyección y retiro, los precios marginales nodales se calculan sólo cuando se presenta congestión. La repartición de los cargos acumulados por congestión se realiza entre los poseedores de contratos por congestión</p>
El administrador de la transmisión TA, administra todos los requerimientos regulatorios y financieros para cubrir todos los costos de proveer servicios de transmisión, incluyendo los costos de los servicios auxiliares	<p>Las empresas de transmisión calculan los cargos por acceso y son autorizados por la FERC</p> <p>El ISO calcula los cargos por uso.</p>	<p>Las empresas de transmisión calculan los cargos por acceso y los requerimientos de ingresos y son autorizados por la FERC</p> <p>El ISO-PX calcula los cargos por uso</p>

FINLANDIA	NORUEGA	SUECIA
Tarificación por cargos de mercado y por uso	Tarificación en base a cargos dependientes e independientes del uso	Tarificación en base a cargos por potencia y energía
Tanto los que retiran como los que inyectan al sistema de transmisión pagan por los servicios de transmisión	Tanto los que retiran como los que inyectan al sistema de transmisión pagan por los servicios de transmisión	Tanto los que retiran como los que inyectan al sistema de transmisión pagan por los servicios de transmisión
<p>Existen cuatro cargos por energía para remunerar el sistema de transmisión</p> <p>a)Cargo de mercado: es un cargo de acceso y que da derecho de acceso a la red</p> <p>b)Cargo por uso de red: es variable, calculado para días de semana de invierno y para el resto de los días</p> <p>c)Cargo por pérdidas de transmisión: lo pagan tanto los que inyectan como los que retiran energía.</p> <p>d)Cargo por servicios: cubre los costos por operar el sistema y por el servicio de balance de energía</p>	<p>La tarifa de transmisión se compone de cargos dependientes e independientes del uso de la red</p> <p>a)Cargos independientes del uso: Están compuestos de un cargo por conexión y otro por demanda</p> <p>b)El cargo por conexión se determina en función de la demanda de punta en invierno en cada nodo y los usuarios enfrentan el cargo en base a sus inyecciones totales o retiros totales, en cambio el cargo por demanda se asigna sobre la base de la inyección o retiro neto de cada usuario</p> <p>El cargo independiente del uso debe asegurar la recuperación de los costos totales de la red</p> <p>c)Los cargos por uso son de dos tipos, el de energía, basado en la diferencia de precios nodales, los que son calculados según precio de despeje del mercado de la generación determinado por NORDPOOL y factores de penalización, y el de congestión, para el que se calculan precios zonales, que son calculados por el NORDPOOL, la diferencia entre el precio zonal y el de despeje del mercado puede ser un cargo o un crédito para los usuarios de dicha zona. La diferencia del monto recolectado se le paga al transmisor y es descontado de sus requerimientos de ingresos, lo que reduce el cargo por acceso</p>	<p>La tarifa de transmisión se compone en dos cargos:</p> <p>a)Cargo anual por potencia, dependiente de la latitud de la conexión. Si se inyecta potencia, se paga un cargo máximo (5,3US\$/kW) en el Norte y cero en el Sur y si se retira potencia el proceso es inverso.</p> <p>Los pagos por potencia cubren un 60% de los ingresos requeridos</p> <p>b)Cargo por energía: Es un ingreso tarifario que depende del precio de la energía despejado y factores de pérdidas</p> <p>El cargo por energía cubre el 40% de los ingresos requeridos</p> <p>SVK tiene derecho a recaudar un monto adicional por servicios auxiliares y costos de operador de la red</p>
La tarifa es calculada por la empresa de transmisión y aprobada por el regulador	La tarifa es calculada por el propietario de la línea y debe ser aprobada por el regulador (NVE)	La tarifa es calculada por la empresa de transmisión y aprobada por el regulador

ALEMANIA	ESPAÑA	INGLATERRA
Tarificación por peaje a transacciones bilaterales.	Tarificación por peajes de red.	Tarificación por cargos de acceso y uso.
<p>Tarificación por peajes a las transacciones bilaterales. En el contrato bilateral se establece quien paga el peaje (generador o consumidor) por el uso del sistema de transmisión y otros servicios de transmisión.</p> <p>El peaje se calcula en base a los costos de los niveles de tensión de red y el peaje total es la suma de los peajes a distintos niveles utilizados, si se usa la red de alta tensión una distancia de más de 100 Km. existe un cargo adicional por distancia</p> <p>Existe un cargo por conexión a la red tanto para generadores como para consumidores</p> <p>Las empresas de transmisión presentan sus tarifas basadas en el costo del servicio a la Dirección de Tarifas. Los costos son reconocidos previamente por esta institución la cual fija la tasa de rentabilidad del negocio y aprueba el plan tarifario para cada empresa</p>	<p>La tarifa de transmisión se calcula dependiendo del tipo de usuario:</p> <p>a) Tarificación por peajes a las transacciones bilaterales. En el contrato bilateral se establece quien (generador o consumidor) paga el peaje por el uso del sistema de transmisión y otros servicios de transmisión. Los consumidores calificados pueden fijar libremente el precio por la energía en sus contratos con el suministrador en contratos bilaterales y pagan tarifas reguladas de acceso a la red</p> <p>b) Tarificación a usuarios de servicio centralizado: se descompone en los siguientes cargos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Peaje de red. • Tarifa de acceso: <p>Las pérdidas en la red se recuperan mediante factores de pérdidas de nudos, generándose ingresos marginales para el transmisor. Tanto los generadores como los consumidores pagan las pérdidas mediante estos factores</p> <p>Los decretos de tarifas son aprobados por el Gobierno</p>	<p>Los cargos identificados son:</p> <p>a)Cargos por conexión: Pagados por los usuarios directamente conectados a la red de transmisión. Los cargos por conexión se pagan una sola vez. Se basan en los costos directos de la conexión y no dependen de la localización. Los agentes no tienen que pagar otros costos resultantes de inversiones adicionales en la red provocadas por su conexión.</p> <p>b)Cargos anuales por el uso del sistema. La dependencia geográfica está incluida en los cargos anuales por uso del sistema. Junto con la localización, los cargos generales por el uso del sistema dependen de la potencia máxima instalada en barras de conexión en el caso de los generadores y de la demanda máxima medida en el caso de los consumidores. Los cargos anuales por el uso del sistema incluyen las pérdidas. Los consumidores pagan alrededor de dos tercios de las pérdidas, mientras que los generadores deben pagar el tercio restante</p>

AUSTRALIA	NUEVA ZELANDA
Tarificación por cargos de acceso, retiro y uso	Tarificación en base al uso físico de la red. Ingreso tarifario más cargos complementarios
<p>La tarificación de la transmisión en Australia consta de tres componentes: Cargos de entrada, cargos de salida y cargos por uso del sistema (cargos por uso de red compartida). Los dos primeros se calculan a partir de las instalaciones requeridas para conectar a cada usuario</p> <p>La mayor diferencia en los esquemas tarifarios de cada estado se presenta en cómo son distribuidos los costos y en la estructura tarifaria implementada. Los aspectos comunes en todos los esquemas tarifarios son:</p> <p>(i) En todos los estados existe un cargo promedio para recuperar los costos comunes</p> <p>(ii) Con excepción de South Australia, los costos de entrada y salida son distribuidos de acuerdo a su ubicación en la red.</p> <p>(iii) Las tarifas poseen una componente de demanda y energía</p>	<p>La tarificación de la red de transmisión se basa en los siguientes cargos:</p> <p>a) Ingreso tarifario: Basado en la determinación de precios nodales. Recupera los costos incurridos por pérdidas y restricciones</p> <p>b) Cargo por conexión: cargos directos por conectar a los clientes a la red, sean generadores o consumidores y se relacionan con las instalaciones involucradas en por la conexión</p> <p>c) Cargo por transporte: remunera los costos de capital pasados, se calculan con un flujo de potencia y además de la localización del nodo, da señal de ubicación de los usuarios</p> <p>d) Cargo por acceso: remunera los costos residuales que no están cubiertos por los otros cargos. Los pagan solamente los consumidores en base a la demanda de punta en \$/kW</p> <p>Los consumidores pagan los cargos de transporte y acceso en base a una negociación de contratos con TRANS POWER, son contratos de 1 a 5 años, por bloques de capacidad. Si se exceden de la capacidad contratada pueden incrementar el contrato vigente o sufrir sanciones</p>

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	COLOMBIA	PERU
Tarificación en dos partes, ingreso marginal y cargos complementarios	Tarificación en dos partes, ingreso marginal y cargos complementarios	Tarificación por cargos de acceso y uso	Tarificación en base a cargos de acceso y uso	Tarificación en dos partes, ingreso marginal y cargos complementarios
<p>Todos los usuarios (generadores, distribuidoras y clientes libres) pagan por el servicio de transmisión</p> <p>La tarifa de transmisión se descompone en los siguientes cargos:</p> <p>a)Cargos por conexión: los paga el generador y los grandes usuarios en función de la capacidad instalada o la demanda máxima respectivamente y remunera la inversión que se realiza por conexión.</p> <p>b)Cargo por capacidad fija de transporte: basado en una porción de los costos de operación y mantenimiento en cada nudo</p> <p>c)Cargos variables por confiabilidad: Es el ingreso marginal de potencia, basados en factores de adaptación</p> <p>d)Cargo variable por energía: corresponde al ingreso marginal de energía. Basado en factores nodales</p>	<p>La tarifa de transmisión se descompone en los siguientes cargos:</p> <p>a)Ingreso marginalista: Corresponde al ingreso tarifario, diferencia entre retiro e inyecciones de potencia de punta y energía, valorizados a los costos marginales en cada nodo.</p> <p>b)Cargo complementario: Corresponde a un peaje, diferencia entre el costo anual de transmisión y el ingreso tarifario anual. El valor máximo del peaje es calculado por la autoridad considerando la anualidad de la inversión y los costos de operación, mantenimiento y operación de un sistema económicamente adaptado</p>	<p>El costo de transmisión es evaluado como el costo marginal de corto plazo, sumado a un cargo llamado "derecho de conexión" (peaje fijo y anual)</p> <p>a)Los cargos por uso de los sistemas de transmisión serán asignados a los concesionarios de distribución, calculados y facturados mensualmente por la ONS, multiplicándose la media anual de los valores mensuales de las demandas de potencia por la tarifa específica establecida por la ANEEL.</p> <p>b)Los cargos de acceso de las conexiones y de uso de las instalaciones de transmisión, serán atribuidos a los usuarios de forma proporcional a sus demandas máximas de potencia en cada punto de conexión en función de los ingresos reconocidos por la ANEEL para las concesionarias dueñas de las instalaciones</p>	<p>Se definen cargos por uso y por conexión para cada nudo. Estos cargos son pagados por generadores y comercializadores</p> <p>Los ingresos que perciben los Transmisores Nacionales, se originan en el cobro de dos cargos a los agentes que acceden a la red:</p> <p>a)Cargos por Conexión: se calculan a partir de los Activos que conectan las empresas de distribución al sistema de transmisión nacional valorados a precio de reposición</p> <p>b)Cargos por Uso de la red.: Los generadores pagan por inyección (\$/kW) según su potencia, zona de conexión y tipo de central. Los comercializadores pagan por el retiro (\$/kWh), según zona, época del año y demanda</p>	<p>Los generadores pagan por el servicio de transmisión en el Sistema Principal de Transmisión</p> <p>El cargo complementario es un peaje por conexión pagado por los generadores en proporción de su potencia firme de los generadores En el servicio punto a punto o bilateral, paga el que solicitó el servicio. Se determina en base a la contribución del cliente de la red a la demanda de punta de la zona de la red de una determinada empresa</p> <p>La repartición del cargo de acceso recolectado una vez clasificados por zonas, se realiza prorrateando de acuerdo a los requerimientos de ingresos de cada empresa transmisora de la zona</p> <p>Cargos por uso se determinan en base a precios marginales nodales</p>

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	COLOMBIA	PERU
<p>Cargo complementario: es un cargo estimado, basado en una medida del uso de la red por cada usuario en condiciones de demanda máxima anual de la red y pretende dar el balance económico de los ingresos de la red.</p> <p>CAMMESA calcula los cargos en base a los precios fijados en los contratos de concesión para TRANSENER y las empresas de transporte y de la anualidad y canon para las nuevas líneas</p>	<p>El uso del sistema de transmisión atribuible a los generadores y a los consumos se identifica según área de influencia.</p> <p>En el precio regulado se incluye el cargo que es responsabilidad del consumo. Los generadores pagan su parte correspondiente en proporción a su potencia firme</p> <p>El peaje total de cada tramo de consumo se expresa por kW de demanda máxima anual suministrada en los nodos y es pagado por los generadores que retiran energía en dichos nodos</p> <p>El peaje total en cada tramo es pagado por las centrales que tienen ese tramo como área de influencia en proporción a la potencia firme</p>	<p>El valor de la tarifa es revisado anualmente por la ANEEL, en función de los ingresos reconocidos para los activos de la Red Básica, de la composición de mercado de las concesionarias de distribución y de los ingresos que debiera ser obtenidos por el pago de los cargos de uso de la transmisión de los usuarios que acceden al sistema en relación a la porción de demanda de potencia y energía</p> <p>La porción de demanda de potencia y de energía que es objeto de contratación libre, y la porción que debe ser liberada por la reducción de los volúmenes de contratos iniciales, se basan en una reglamentación específica</p>	<p>Los cargos por uso son calculados por la CREG. Se revisan cada 3 años</p> <p>Los cargos deben ser tales que un 50% del costo total anual de la red sea pagado por generadores y un 50% por comercializadores</p>	<p>Peaje es fijado por la CTE</p>

C.4 Desde el punto de vista de la expansión del sistema de transmisión

ALBERTA	CALIFORNIA	PJM
La planificación de la expansión no está aún claramente definida. Actualmente la acuerdan entre el TA y los dueños de las instalaciones	La planificación de la red de transmisión la realizan entre todos los agentes y la coordina el ISO	La planificación de la red de transmisión es efectuada por el ISO-PX con consultas los interesados
La construcción y/o mantención de las instalaciones de transmisión es realizada por los propietarios individuales de las instalaciones	Las decisiones de inversión en nuevas instalaciones las toma el ISO en coordinación con los dueños de la transmisión, la FERC y la CPUC	El ISO-PX toma las decisiones de inversión
El propietario de las instalaciones de transmisión es responsable de obtener la aprobación del regulador para las nuevas inversiones Los costos asociados con nuevas instalaciones, reforzamientos, o puestas al día de las instalaciones de transmisión existentes, clasificadas como instalaciones del sistema, serán incluidos en los cargos de transmisión No están permitidas nuevas inversiones en las instalaciones de transmisión, para acomodar nueva generación o importaciones o exportaciones de energía, con ello se pretende alentar la ubicación de nueva generación cerca de las cargas	Los dueños de la transmisión deben construir y financiar las nuevas instalaciones, los gastos incurridos son devueltos vía cargo de acceso y/o un cargo a los beneficiarios de las nuevas instalaciones	Los dueños de la transmisión deben construir y financiar las nuevas instalaciones, los gastos incurridos se recuperan vía metodología ad hoc que prorroga los gastos entre las empresas transmisoras más favorecidas, según el nivel de tensión. Ej.: para 500kV lo pagan entre todas las empresas de transmisión, bajo 230 kV lo pagan entre todos los de la zona donde se efectúa la expansión

FINLANDIA	NORUEGA	SUECIA
La planificación de la expansión la realiza Fingrid Existe un exceso de capacidad de transmisión, sin embargo, la tarificación permite destinar un monto anual de 42 millones de Euros a nuevas instalaciones de transmisión	La planificación de la red de transmisión es efectuada por cada empresa en sus instalaciones El regulador NVE exige un pronóstico a 5 años plazo de los proyectos y emite las concesiones respectivas y decide en caso de dos o más compañías que presentan un mismo proyecto El financiamiento es sobre la base de los ingresos obtenidos por las tarifas o una contribución de construcción entre los beneficiados por la nueva instalación según lo disponga la NVE	La planificación de la expansión la realiza SVK Los proyectos de expansión deben ser aprobados por la autoridad reguladora STEM Las inversiones en las nuevas instalaciones de transmisión son de responsabilidad de SVK. En caso de grandes inversiones, se puede recuperar parte de la inversión con pagos extraordinarios por parte de los interesados

ALEMANIA	ESPAÑA	INGLATERRA
La planificación de la expansión es responsabilidad de las empresas	La planificación de la expansión la realiza REE y la somete al MINER	La planificación de la expansión la realiza NGC y la somete a la aprobación del MINER
La empresa o un cliente toman la decisión de hacer la inversión, de acuerdo con los permisos ambientales correspondientes.	Las decisiones de inversión en nuevas instalaciones las toma el MINER en coordinación con REE.	Si una expansión disminuye el cargo que se agrega al precio de mercado (UPLIFT) por concepto de costos de restricciones, servicios auxiliares, etc. la NGC recibe recursos adicionales que financian las expansiones
La empresa o el cliente autorizado pone los recursos para la inversión La recuperación es por la vía de los cargos de tráfico por la línea	Los consumidores a través del precio de mercado modificado financian las nuevas instalaciones La construcción se licita.	La NGC decide las inversiones y las financia

AUSTRALIA	NUEVA ZELANDA
La planificación de la red la efectúan los proveedores del servicio de red de acuerdo a lo establecido en el CODE	La planificación de la red de transmisión la realiza Trans Power
Las decisiones de inversión y los fondos necesarios para la inversión están sujetos a la revisión por parte del regulador	Las decisiones de inversión las toman los beneficiarios de las instalaciones, en base a si coalicionados obtienen un mejor beneficio que sin proyecto de expansión
Una vez realizados los estudios se convoca a una audiencia pública	La ejecución de la expansión la realiza Trans Power El financiamiento puede ser absoluto de parte de la coalición o compartido con Trans Power. La formación de coaliciones es un problema complejo, ya que no es fácil la identificación de los usuarios de una determinada expansión.

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	COLOMBIA	PERU
<p>La planificación de la expansión es propuesta por los interesados, discutida en audiencia pública y aprobada por el ENRE</p> <p>Las decisiones de inversión en nuevas instalaciones las toman los privados</p> <p>Existen tres modalidades de expansión:</p> <p>a) Concurso público; requiere aprobación del ENRE, previa audiencia pública con aprobación del 70% de los beneficiarios, se debe licitar, y se financia con un canon pactado entre los beneficiarios y los ingresos provenientes de la aplicación del sistema tarifario especial de los ingresos por congestión</p> <p>b) Contrato entre partes: es aprobada por el ENRE, no puede ser vetada por una parte de los beneficiarios y el financiamiento es de las partes</p> <p>c) Líneas de dedicación exclusiva: las financia el interesado, requiere aprobación del poder ejecutivo, y no obliga a libre acceso</p>	<p>La planificación de la expansión es propuesta por la empresa propietaria y aprobada por el CNDC y la Superintendencia de Electricidad</p> <p>Una vez aprobada la expansión, la empresa transmisora realiza la expansión a solicitud de los usuarios los que deben acordar con ésta el financiamiento</p> <p>Las nuevas obras sólo son remuneradas por las tarifas reguladas, si forman parte del sistema adaptado, condición que adquieren previa aprobación de la Superintendencia de Electricidad.</p>	<p>La planificación de la expansión es realizada por el comité GCPS (Grupo de Coordinación de la Planificación de Sistemas Eléctricos) bajo la coordinación de Eletrobrás, y es aprobada por el Ministerio de Minas y Energía</p> <p>La ONS propone a la ANEEL las ampliaciones de las instalaciones de la red básica de transmisión para ser autorizadas o licitadas</p>	<p>La planificación de la expansión es propuesta por ISA y aprobada por la UPME</p> <p>El Ministerio de Minas y Energía elabora los pliegos de condiciones de los planes de expansión y abre una convocatoria pública a los transmisores nacionales existentes y potenciales para que compitan por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN</p> <p>Los oferentes proponen un ingreso anual esperado para cada uno de los primeros 25 años desde la entrada en operación de la expansión. Se adjudica a la mejor oferta.</p>	<p>Las obras de transmisión son construidas por iniciativa de los interesados, privados o Estado</p>

C.5 Desde el punto de vista de la entrada al negocio de la transmisión

ALBERTA	CALIFORNIA	PJM
Una nueva empresa puede entrar al negocio, debe ceder el control y la administración de sus instalaciones al TA para operar.	Una nueva empresa de transmisión puede entrar al negocio firmando un acuerdo de control de la transmisión con el ISO, en el cual el transmisor cede sus activos para ser operados por el ISO	Una nueva empresa de transmisión puede entrar al negocio firmando un acuerdo de control de la transmisión con el ISO-PX, en el cual el transmisor cede sus activos para ser operados por el ISO-PX

FINLANDIA	NORUEGA	SUECIA
No existe acceso al negocio de la transmisión en la red nacional dado que la legislación contempla como monopolio natural a este negocio	Una nueva empresa de transmisión puede entrar el negocio firmando un acuerdo de arriendo con Statnett.	No existe acceso al negocio de la transmisión en la red nacional dado que la legislación contempla como monopolio natural a este negocio

ALEMANIA	ESPAÑA	INGLATERRA
Una nueva empresa de transmisión puede entrar el negocio, solo requiere el permiso para construir la línea de las autoridades ambientales	Una nueva empresa de transmisión puede entrar el negocio, sólo requiere el permiso para construir la línea de las autoridades ambientales, debe tener la aprobación y concesión del MINER	Una nueva empresa de transmisión puede entrar el negocio, solo requiere una licencia o concesión para participar en el mercado

AUSTRALIA	NUEVA ZELANDA
Una nueva empresa de transmisión puede entrar al negocio, para ello debe registrarse en el NEMMCO	No está claro que una nueva empresa de transmisión puede entrar al negocio. Se percibe que no es posible la entrada

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	COLOMBIA	PERU
Una nueva empresa de transmisión puede entrar el negocio, requiere de concesión del ENRE	Una nueva empresa de transmisión puede entrar al negocio si obtiene concesión	Se requiere concesión de servicio público mediante licitación para entrar al negocio de la transmisión. Las empresas deben demostrar capacidad para su desempeño por un plazo determinado	Una nueva empresa puede ingresar al negocio por la vía de adjudicarse una licitación de expansión o por una concesión	Una nueva empresa de transmisión puede entrar al negocio si obtiene concesión otorgada por el Ministerio de Energía y Minas para el desarrollo de instalaciones

C.6 Desde el punto de vista de la propiedad del sistema de transmisión

ALBERTA	CALIFORNIA	PJM
Los propietarios de la red de transmisión principal son las empresas eléctricas integradas verticalmente que existen en Alberta. Todo el control y administración de las instalaciones esta en manos de TA	Los dueños de las instalaciones de transmisión son empresas privadas	Los dueños de las instalaciones de transmisión son empresas privadas
No existe restricción para que privados u otras empresas del sector eléctrico sean dueñas de las instalaciones de transmisión	No existe restricción para ser dueño de las instalaciones de transmisión	No existe restricción para ser dueño de las instalaciones de transmisión
No existe incompatibilidad en la propiedad de empresas de transmisión con otros segmentos del mercado eléctrico	No existe incompatibilidad de propiedad de la transmisión con otros segmentos del mercado eléctrico	No existe incompatibilidad de propiedad de la transmisión con otros segmentos del mercado eléctrico

FINLANDIA	NORUEGA	SUECIA
FINGRID es la dueña del sistema de transmisión y es una sociedad entre las generadoras que eran dueñas originalmente de las instalaciones que formaron FINGRID en un 50%, el Estado (12%) e inversionistas institucionales (38%)	El Estado es dueño del 85% de la red de transmisión y los particulares del 15%	El propietario de la red de transmisión principal es el Estado a través de SVK. En el caso de las redes regionales existen alrededor de 9 propietarios que corresponden a las principales empresas de generación
Los inversionistas institucionales no pueden tener otros intereses en el negocio eléctrico	Cada empresa de transmisión privada, debe mantener contabilidad separada de sus negocios de comercialización	En la red principal no existe acceso a la propiedad, no así en las redes regionales, donde puede existir integración. La transmisión debe ser tratada como un negocio independiente, con reportes anuales a las autoridades regulatorias
No existe restricción de propiedad entre generación, distribución y comercialización	No existe incompatibilidad en la propiedad de empresas privadas de transmisión con otros segmentos del mercado eléctrico	No existe incompatibilidad en la propiedad de empresas regionales de transmisión con otros segmentos del mercado eléctrico

ALEMANIA	ESPAÑA	INGLATERRA
Las empresas de transmisión son sociedades anónimas abiertas, las municipalidades participan en forma importante en la propiedad	Los dueños de las instalaciones de transmisión son empresas privadas	La empresa de transmisión es una sociedad anónima con mas de 800.000 accionistas
No existe restricción para ser dueños de las instalaciones de transmisión, salvo contabilizar separadamente los negocios	Empresas que quieren ser dueñas de la transmisión requieren autorización del regulador	No existe restricción para que empresas privadas o particulares puedan ser dueños de las instalaciones de transmisión. Requieren licencia para operar
No existe incompatibilidad en la propiedad de empresas privadas de transmisión con otros segmentos del mercado eléctrico, salvo separación contable	No existe incompatibilidad de propiedad de la transmisión con otros segmentos del mercado eléctrico, sólo separación contable A partir del 2003 ninguna empresa puede tener más que 10% de las acciones de REE. La participación en REE de las empresas del sector eléctrico no podrá exceder el 40%	Existe incompatibilidad de propiedad de la transmisión con otros segmentos del mercado eléctrico

AUSTRALIA	NUEVA ZELANDA
Los dueños de las instalaciones de transmisión son los gobiernos de los estados, excepto en Victoria y en Queensland donde pertenecen a privados	El dueño de las instalaciones de transmisión es TRANS POWER, una empresa 100% estatal
No existe restricción para que privados sean dueños de las instalaciones de transmisión Existe integración de propiedad de la transmisión con generación y/o distribución y comercialización sólo en la capital, en los Estados no está permitida la integración	Existe restricción para ser dueño de las instalaciones de transmisión. No pueden ser dueños los generadores, ni los distribuidores ni los comercializadores.
El proceso de reforma establece la separación de los negocios de transmisión, generación, distribución y comercialización	Existe incompatibilidad de propiedad de la transmisión con otros segmentos del mercado eléctrico, como también entre los otros segmentos del mercado eléctrico

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	COLOMBIA	PERU
Los dueños de las instalaciones de transmisión son empresas privadas y sociedades anónimas	El dueño de las instalaciones de transmisión es una sociedad anónima Cada empresa de transmisión privada, debe mantener contabilidad separada de sus negocios de comercialización	El Gobierno Federal es dueño de la mayor parte de las empresas de transmisión a través de ELECTROBRAS, que está en vía de privatización y los estados son dueños de las compañías estatales	El dueño de las instalaciones de transmisión es una sociedad entre el Estado(76%) y otras empresas privadas Existen otras 11 empresas de transmisión de las cuales tres son privadas, el resto pertenece a empresas de energía eléctrica	El dueño de las instalaciones de transmisión es una empresa estatal, ETECEN
Existe restricción para ser dueño de las instalaciones de transmisión. No pueden ser generadores y/o distribuidores	Existe restricción para ser dueño de las instalaciones de transmisión. No pueden ser generadores y/o distribuidores y/o sus accionistas	No existe restricción para que privados ingresen a la propiedad de las empresas de transmisión, están en vía de privatización Existen limitaciones a la concentración de propiedad en generación, distribución y comercialización.	Existe restricción para ser dueño de las instalaciones de transmisión, los dueños no deben estar relacionados con otros negocios del sector	No existe restricción para ser dueño de las instalaciones de transmisión
Existe incompatibilidad de propiedad de la transmisión con cada uno de los otros segmentos del mercado eléctrico El ejecutivo puede autorizar a un generador, distribuidor o a un gran usuario a construir líneas a su costo y para su propia necesidad, Art. 31 ley 24.065	Existe incompatibilidad de propiedad de la transmisión con cada uno de los otros segmentos del mercado eléctrico	Existe incompatibilidad en la propiedad de empresas de transmisión con generación y con las empresas de compra y venta de energía	Existe incompatibilidad expresa del negocio de transmisión con generación, distribución y comercialización con excepción de las constituidas con anterioridad a las leyes de reforma del sector en 1994	Existe incompatibilidad de propiedad del sistema primario de transmisión con otros segmentos del mercado eléctrico, no así del sistema secundario de transmisión Prevía autorización puede existir integración vertical u horizontal, Art. 1, ley N° 26.878

Anexo D: Función Característica y Asignación de Costos por Línea para el Sistema de 6 Barras de Garver, cuando los Generadores son Considerados como Agentes de los Juegos Cooperativos

Tabla D.1: Función característica para cada línea

Valores [Línea 1-2]

$\{\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 209.2\},$
 $\{\{3\}, 14.1306\}, \{\{6\}, 94.9402\},$
 $\{\{1, 3\}, 59.4955\}, \{\{1, 6\}, 69.3822\},$
 $\{\{3, 6\}, 69.5928\}, \{\{1, 3, 6\}, 51.2511\}\}$

Valores [Línea 2-4]

$\{\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 5.96136\},$
 $\{\{3\}, 43.7167\}, \{\{6\}, 8.72125\},$
 $\{\{1, 3\}, 34.9364\}, \{\{1, 6\}, 7.48742\},$
 $\{\{3, 6\}, 3.46502\}, \{\{1, 3, 6\}, 3.62925\}\}$

Valores [Línea 1-4]

$\{\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 143.441\},$
 $\{\{3\}, 38.5649\}, \{\{6\}, 69.1076\},$
 $\{\{1, 3\}, 62.9546\}, \{\{1, 6\}, 51.2464\},$
 $\{\{3, 6\}, 44.0852\}, \{\{1, 3, 6\}, 31.7479\}\}$

Valores [Línea 2-6]

$\{\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 10.598\},$
 $\{\{3\}, 77.7185\}, \{\{6\}, 522.171\},$
 $\{\{1, 3\}, 62.1091\}, \{\{1, 6\}, 477.401\},$
 $\{\{3, 6\}, 382.76\}, \{\{1, 3, 6\}, 356.881\}\}$

Valores [Línea 1-5]

$\{\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 327.36\},$
 $\{\{3\}, 132.695\}, \{\{6\}, 84.0478\},$
 $\{\{1, 3\}, 25.7059\}, \{\{1, 6\}, 104.494\},$
 $\{\{3, 6\}, 33.6779\}, \{\{1, 3, 6\}, 52.9991\}\}$

Valores [Línea 3-5]

$\{\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 87.3597\},$
 $\{\{3\}, 372.695\}, \{\{6\}, 155.952\},$
 $\{\{1, 3\}, 265.706\}, \{\{1, 6\}, 135.506\},$
 $\{\{3, 6\}, 206.322\}, \{\{1, 3, 6\}, 187.001\}\}$

Valores [Línea 2-3]

$\{\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 47.3597\},$
 $\{\{3\}, 347.305\}, \{\{6\}, 195.952\},$
 $\{\{1, 3\}, 277.55\}, \{\{1, 6\}, 175.506\},$
 $\{\{3, 6\}, 69.7024\}, \{\{1, 3, 6\}, 62.0009\}\}$

Valores [Línea 4-6]

$\{\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 10.598\},$
 $\{\{3\}, 77.7185\}, \{\{6\}, 237.829\},$
 $\{\{1, 3\}, 62.1091\}, \{\{1, 6\}, 218.734\},$
 $\{\{3, 6\}, 200.62\}, \{\{1, 3, 6\}, 188.119\}\}$

Tabla D.2: Asignación de costos para cada línea en condición de operación normal

		G1	G3	G6	CT	G1	G2	G3	CT	G1	G2	G3	CT
Línea 12													
SHAPLEY VALUE	f	41.95	0.00	9.30	51.25	81.85%	0.00%	18.15%	100%	32.74	0.00	7.26	40
SCRB	t	35.22	0.00	16.03	51.25	68.72%	0.00%	31.28%	100%	27.49	0.00	12.51	40
NUCLEOLO	t	45.36	0.00	5.89	51.25	88.51%	0.00%	11.49%	100%	35.41	0.00	4.59	40
NUCLEOLO PER CAPITA	t	51.25	0.00	0.00	51.25	100.00%	0.00%	0.00%	100%	40.00	0.00	0.00	40
GGDF		0.00	0.00	51.25	51.25	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	40.00	40
PART. MARGINALES		0.00	8.35	47.91	51.25	0.00%	16.28%	83.72%	100%	0.00	6.51	33.49	40
PART. MEDIAS		0	0	51.25	51.25	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	40.00	40
Línea 14													
SHAPLEY VALUE	t	31.75	0.00	0.00	31.75	100.00%	0.00%	0.00%	100%	60.00	0.00	0.00	60
SCRB	t	31.75	0.00	0.00	31.75	100.00%	0.00%	0.00%	100%	60.00	0.00	0.00	60
NUCLEOLO	t	22.21	9.53	0.00	31.75	69.97%	30.03%	0.00%	100%	41.98	18.02	0.00	60
NUCLEOLO PER CAPITA	t	31.75	0.00	0.00	31.75	100.00%	0.00%	0.00%	100%	60.00	0.00	0.00	60
GGDF		0.00	0.00	31.75	31.75	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60
PART. MARGINALES		0.00	4.12	27.63	31.75	0.00%	12.98%	87.02%	100%	0.00	7.79	52.21	60
PART. MEDIAS		0	0	31.75	31.75	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60
Línea 15													
SHAPLEY VALUE	f	53.00	0.00	0.00	53.00	100.00%	0.00%	0.00%	100%	20.00	0.00	0.00	20
SCRB	t	32.27	0.00	20.73	53.00	60.89%	0.00%	39.11%	100%	12.18	0.00	7.82	20
NUCLEOLO	t	22.51	0.00	30.49	53.00	42.48%	0.00%	57.52%	100%	8.50	0.00	11.50	20
NUCLEOLO PER CAPITA	t	22.51	0.00	30.49	53.00	42.48%	0.00%	57.52%	100%	8.50	0.00	11.50	20
GGDF		13.95	0.00	39.04	53.00	26.33%	0.00%	73.67%	100%	5.27	0.00	14.73	20
PART. MARGINALES	MARGINAL	NC	NC	NC	MARGINAL	NC	NC	NC	NC	MARGINAL	NC	NC	NC
PART. MEDIAS		19.92	0	33.07	52.99	37.59%	0.00%	62.41%	100%	7.52	0.00	12.48	20
Línea 23													
SHAPLEY VALUE	t	0.00	62.00	0.00	62.00	0.00%	100.00%	0.00%	100%	0.00	20.00	0.00	20
SCRB	t	9.84	52.16	0.00	62.00	15.88%	84.12%	0.00%	100%	3.18	16.82	0.00	20
NUCLEOLO	t	19.83	42.17	0.00	62.00	31.98%	68.02%	0.00%	100%	6.40	13.60	0.00	20
NUCLEOLO PER CAPITA	t	10.65	51.35	0.00	62.00	17.18%	82.82%	0.00%	100%	3.44	16.56	0.00	20
GGDF		0.00	0.00	62.00	62.00	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	20.00	20
PART. MARGINALES		0.00	62.00	62.00	62.00	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	20.00	20
PART. MEDIAS		0	0	62	62.00	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	20.00	20
Línea 24													
SHAPLEY VALUE	t	0.08	3.55	0.00	3.63	2.12%	97.88%	0.00%	100%	0.85	39.15	0.00	40
SCRB	t	0.51	3.12	0.00	3.63	13.94%	86.06%	0.00%	100%	5.58	34.42	0.00	40
NUCLEOLO	t	3.06	0.57	0.00	3.63	84.39%	15.61%	0.00%	100%	33.76	6.24	0.00	40
NUCLEOLO PER CAPITA	t	2.10	1.53	0.00	3.63	57.77%	42.23%	0.00%	100%	23.11	16.89	0.00	40
GGDF		0.15	3.48	0.00	3.63	4.17%	95.83%	0.00%	100%	1.67	38.33	0.00	40
PART. MARGINALES		0.00	3.63	3.63	3.63	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	40.00	40
PART. MEDIAS		0.00	0.00	3.63	3.63	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	40.00	40
Línea 26													
SHAPLEY VALUE	t	0.00	0.00	356.88	356.88	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	120.00	120
SCRB	t	0.00	0.00	356.88	356.88	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	120.00	120
NUCLEOLO	t	0.00	51.51	305.37	356.88	0.00%	14.43%	85.57%	100%	0.00	17.32	102.68	120
NUCLEOLO PER CAPITA	t	0.00	56.81	300.07	356.88	0.00%	15.92%	84.08%	100%	0.00	19.10	100.90	120
GGDF		0.00	0.00	356.88	356.88	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	120.00	120
PART. MARGINALES		0.00	0.00	356.88	356.88	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	120.00	120
PART. MEDIAS		0.00	0.00	356.88	356.88	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	120.00	120
Línea 35													
SHAPLEY VALUE	t	1.44	179.52	6.04	187.00	0.77%	96.00%	3.23%	100%	0.31	38.40	1.29	40
SCRB	t	18.28	164.71	4.01	187.00	9.78%	88.08%	2.14%	100%	3.91	35.23	0.86	40
NUCLEOLO	t	34.02	152.98	0.00	187.00	18.19%	81.81%	0.00%	100%	7.28	32.72	0.00	40
NUCLEOLO PER CAPITA	t	16.24	87.06	83.71	187.00	8.68%	46.55%	44.76%	100%	3.47	18.62	17.91	40
GGDF		0.00	78.50	108.50	187.00	0.00%	41.98%	58.02%	100%	0.00	16.79	23.21	40
PART. MARGINALES		0.00	68.07	118.93	187.00	0.00%	36.40%	63.60%	100%	0.00	14.56	25.44	40
PART. MEDIAS		0.00	135.93	51.08	187.01	0.00%	72.69%	27.31%	100%	0.00	29.07	10.93	40
Línea 46													
SHAPLEY VALUE	t	0.00	25.20	162.92	188.12	0.00%	13.39%	86.61%	100%	0.00	8.04	51.96	60
SCRB	t	0.00	16.03	172.09	188.12	0.00%	8.52%	91.48%	100%	0.00	5.11	54.89	60
NUCLEOLO	t	0.00	51.51	136.61	188.12	0.00%	27.38%	72.62%	100%	0.00	16.43	43.57	60
NUCLEOLO PER CAPITA	t	0.00	56.81	131.31	188.12	0.00%	30.20%	69.80%	100%	0.00	18.12	41.88	60
GGDF		0.70	16.86	170.57	188.12	0.37%	8.96%	90.67%	100%	0.22	5.38	54.40	60
PART. MARGINALES		0.00	15.38	172.73	188.11	0.00%	8.18%	91.82%	100%	0.00	4.91	55.09	60
PART. MEDIAS		0.00		188.12	188.12	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60
PART. MEDIAS		0.00		188.12	188.12	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	30.00	30

Tabla D.3: Función característica para cada línea

Valores [Línea 1-2]

{{{ }}, 0}, {{1}}, 209.2},
 {{3}}, 14.1306}, {{6}}, 94.9402},
 {{1, 3}}, 59.4955}, {{1, 6}}, 69.3822},
 {{3, 6}}, 69.5928}, {{1, 3, 6}}, 51.2511}}

Valores [Línea 2-4]

{{{ }}, 0}, {{1}}, 5.96136},
 {{3}}, 43.7167}, {{6}}, 8.72125},
 {{1, 3}}, 34.9364}, {{1, 6}}, 7.48742},
 {{3, 6}}, 3.46502}, {{1, 3, 6}}, 3.62925}}

Valores [Línea 1-4]

{{{ }}, 0}, {{1}}, 143.441},
 {{3}}, 38.5649}, {{6}}, 69.1076},
 {{1, 3}}, 62.9546}, {{1, 6}}, 51.2464},
 {{3, 6}}, 44.0852}, {{1, 3, 6}}, 31.7479}}

Valores [Línea 2-6]

{{{ }}, 0}, {{1}}, 10.598},
 {{3}}, 77.7185}, {{6}}, 522.171},
 {{1, 3}}, 62.1091}, {{1, 6}}, 477.401},
 {{3, 6}}, 382.76}, {{1, 3, 6}}, 356.881}}

Valores [Línea 1-5]

{{{ }}, 0}, {{1}}, 283.201},
 {{6}}, 116.725}, {{1, 6}}, 132.732}}

Valores [Línea 3-5]

{{{ }}, 0}, {{3}}, 309.549},
 {{6}}, 172.659}, {{3, 6}}, 219.716}}

Valores [Línea 2-3]

{{{ }}, 0}, {{1}}, 47.3597},
 {{3}}, 347.305}, {{6}}, 195.952},
 {{1, 3}}, 277.55}, {{1, 6}}, 175.506},
 {{3, 6}}, 69.7024}, {{1, 3, 6}}, 62.0009}}

Valores [Línea 4-6]

{{{ }}, 0}, {{3}}, 91.8491},
 {{6}}, 192.971}, {{3, 6}}, 158.211}}

Tabla D.4: Asignación de costos para cada línea en condición de operación de flujo máximo

		G1	G3	G6	CT	G1	G2	G3	CT	G1	G2	G3	CT
Línea 12													
SHAPLEY VALUE	t	0.00	0.00	101.56	101.56	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	40.00	40
SCRIB	t	0.00	0.00	101.56	101.56	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	40.00	40
NUCLEOLO	t	0.00	0.00	101.56	101.56	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	40.00	40
NUCLEOLO PER CAPITA	t	0.00	0.00	101.56	101.56	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	40.00	40
GGDF		0.00	0.00	101.56	101.56	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	40.00	40
PART. MARGINALES		0.00	0.00	101.56	101.56	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	40.00	40
PART. MEDIAS		0.00	0.00	101.564	101.56	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	40.00	40
Línea 14													
SHAPLEY VALUE	t	0.00	0.00	82.27	82.27	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60
SCRIB	t	0.00	0.00	82.27	82.27	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60
NUCLEOLO	t	0.00	0.00	82.27	82.27	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60
NUCLEOLO PER CAPITA	t	0.00	0.00	82.27	82.27	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60
GGDF		0.00	0.00	82.27	82.27	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60
PART. MARGINALES		0.00	0.00	82.27	82.27	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60
PART. MEDIAS		0.00	0.00	82.2722	82.27	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60
Línea 15													
SHAPLEY VALUE	f	132.73	0.00	0.00	132.73	100.00%	0.00%	0.00%	100%	20.00	0.00	0.00	20
SCRIB	t	132.73	0.00	0.00	132.73	100.00%	0.00%	0.00%	100%	20.00	0.00	0.00	20
NUCLEOLO	t	132.73	0.00	0.00	132.73	100.00%	0.00%	0.00%	100%	20.00	0.00	0.00	20
NUCLEOLO PER CAPITA	t	132.73	0.00	0.00	132.73	100.00%	0.00%	0.00%	100%	20.00	0.00	0.00	20
GGDF		27.24	0.00	105.50	132.73	20.52%	0.00%	79.48%	100%	4.10	0.00	15.90	20
PART. MARGINALES		MARGINAL	NC	NC	NC	MARGINAL	NC	NC	NC	MARGINAL	NC	NC	NC
PART. MEDIAS		50.00	0.00	82.73	132.73	37.67%	0.00%	62.33%	100%	7.53	0.00	12.47	20
Línea 23													
SHAPLEY VALUE	t	0.00	0.00	201.25	201.25	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	20.00	20
SCRIB	t	0.00	0.00	201.25	201.25	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	20.00	20
NUCLEOLO	t	0.00	0.00	201.25	201.25	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	20.00	20
NUCLEOLO PER CAPITA	t	0.00	0.00	201.25	201.25	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	20.00	20
GGDF		0.00	0.00	201.25	201.25	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	20.00	20
PART. MARGINALES		0.00	0.00	201.25	201.25	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	20.00	20
PART. MEDIAS		0.00	0.00	201.25	201.25	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	20.00	20
Línea 24													
SHAPLEY VALUE	t	0.00	43.97	0.00	43.97	0.00%	100.00%	0.00%	100%	0.00	40.00	0.00	40
SCRIB	t	0.00	43.97	0.00	43.97	0.00%	100.00%	0.00%	100%	0.00	40.00	0.00	40
NUCLEOLO	t	0.00	43.97	0.00	43.97	0.00%	100.00%	0.00%	100%	0.00	40.00	0.00	40
NUCLEOLO PER CAPITA	t	0.00	43.97	0.00	43.97	0.00%	100.00%	0.00%	100%	0.00	40.00	0.00	40
GGDF		0.00	43.97	0.00	43.97	0.00%	100.00%	0.00%	100%	0.00	40.00	0.00	40
PART. MARGINALES		0.00	43.97	0.00	43.97	0.00%	100.00%	0.00%	100%	0.00	40.00	0.00	40
PART. MEDIAS		0.00	43.97	0.00	43.97	0.00%	100.00%	0.00%	100%	0.00	40.00	0.00	40
Línea 26													
SHAPLEY VALUE	t	0.00	0.00	435.04	435.04	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	120.00	120
SCRIB	t	0.00	0.00	435.04	435.04	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	120.00	120
NUCLEOLO	t	0.00	0.00	435.04	435.04	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	120.00	120
NUCLEOLO PER CAPITA	t	0.00	0.00	435.04	435.04	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	120.00	120
GGDF		0.00	0.00	435.04	435.04	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	120.00	120
PART. MARGINALES		0.00	0.00	435.04	435.04	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	120.00	120
PART. MEDIAS		0.00	0.00	435.04	435.04	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	120.00	120
Línea 35													
SHAPLEY VALUE	t	0.00	178.30	41.41	219.72	0.00%	81.15%	18.85%	100%	0.00	32.46	7.54	40
SCRIB	t	0.00	178.30	41.41	219.72	0.00%	81.15%	18.85%	100%	0.00	32.46	7.54	40
NUCLEOLO	t	0.00	178.30	41.41	219.72	0.00%	81.15%	18.85%	100%	0.00	32.46	7.54	40
NUCLEOLO PER CAPITA	t	0.00	178.30	41.41	219.72	0.00%	81.15%	18.85%	100%	0.00	32.46	7.54	40
GGDF		0.00	106.41	113.31	219.72	0.00%	48.43%	51.57%	100%	0.00	19.37	20.63	40
PART. MARGINALES		0.00	109.32	110.39	219.72	0.00%	49.76%	50.24%	100%	0.00	19.90	20.10	40
PART. MEDIAS		0.00	165.00	54.71	219.71	0.00%	75.10%	24.90%	100%	0.00	30.04	9.96	40
Línea 46													
SHAPLEY VALUE	t	0.00	0.00	205.19	205.19	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60
SCRIB	t	0.00	0.00	205.19	205.19	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60
NUCLEOLO	t	0.00	0.00	205.19	205.19	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60
NUCLEOLO PER CAPITA	t	0.00	0.00	205.19	205.19	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60
GGDF		0.00	0.00	205.19	205.19	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60
PART. MARGINALES		0.00	0.00	205.19	205.19	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60
PART. MEDIAS		0.00	0.00	205.19	205.19	0.00%	0.00%	100.00%	100%	0.00	0.00	60.00	60

Anexo E: Función Característica y Asignación de Costos por Línea para el Sistema de 6 Barras de Garver, cuando los Consumidores son Considerados como Agentes de los Juegos Cooperativos

Tabla E.1: Función característica para cada línea

Valores [Línea 1-2]

$\{\{\}, 0\}$, $\{\{1\}, 32.0147\}$, $\{\{2\}, 6.62374\}$,
 $\{\{3\}, 5.74057\}$, $\{\{4\}, 8.83165\}$, $\{\{5\}, 54.977\}$,
 $\{\{1, 2\}, 25.391\}$, $\{\{1, 3\}, 37.7553\}$,
 $\{\{1, 4\}, 40.8464\}$, $\{\{1, 5\}, 86.9917\}$,
 $\{\{2, 3\}, 0.883165\}$, $\{\{2, 4\}, 2.20791\}$,
 $\{\{2, 5\}, 48.3533\}$, $\{\{3, 4\}, 14.5722\}$,
 $\{\{3, 5\}, 60.7176\}$, $\{\{4, 5\}, 63.8086\}$,
 $\{\{1, 2, 3\}, 31.1316\}$, $\{\{1, 2, 4\}, 34.2226\}$,
 $\{\{1, 2, 5\}, 78.2153\}$, $\{\{1, 3, 4\}, 46.5869\}$,
 $\{\{1, 3, 5\}, 92.7323\}$, $\{\{1, 4, 5\}, 95.8234\}$,
 $\{\{2, 3, 4\}, 7.94848\}$, $\{\{2, 3, 5\}, 54.0938\}$,
 $\{\{2, 4, 5\}, 43.5511\}$, $\{\{3, 4, 5\}, 69.5492\}$,
 $\{\{1, 2, 3, 4\}, 39.9632\}$, $\{\{1, 2, 3, 5\}, 78.2153\}$,
 $\{\{1, 2, 4, 5\}, 61.5179\}$, $\{\{1, 3, 4, 5\}, 101.564\}$,
 $\{\{2, 3, 4, 5\}, 43.5511\}$, $\{\{1, 2, 3, 4, 5\}, 51.2511\}$

Valores [Línea 1-5]

$\{\{\}, 0\}$, $\{\{1\}, 25.6118\}$, $\{\{2\}, 5.29899\}$,
 $\{\{3\}, 11.4075\}$, $\{\{4\}, 7.06532\}$, $\{\{5\}, 100.018\}$,
 $\{\{1, 2\}, 20.3128\}$, $\{\{1, 3\}, 14.2042\}$,
 $\{\{1, 4\}, 32.6771\}$, $\{\{1, 5\}, 74.4066\}$,
 $\{\{2, 3\}, 16.7065\}$, $\{\{2, 4\}, 1.76633\}$,
 $\{\{2, 5\}, 105.317\}$, $\{\{3, 4\}, 4.34223\}$,
 $\{\{3, 5\}, 111.426\}$, $\{\{4, 5\}, 92.9531\}$,
 $\{\{1, 2, 3\}, 8.90524\}$, $\{\{1, 2, 4\}, 27.3781\}$,
 $\{\{1, 2, 5\}, 75.4278\}$, $\{\{1, 3, 4\}, 21.2695\}$,
 $\{\{1, 3, 5\}, 85.8142\}$, $\{\{1, 4, 5\}, 67.3413\}$,
 $\{\{2, 3, 4\}, 9.64121\}$, $\{\{2, 3, 5\}, 116.725\}$,
 $\{\{2, 4, 5\}, 71.1592\}$, $\{\{3, 4, 5\}, 104.361\}$,
 $\{\{1, 2, 3, 4\}, 15.9706\}$, $\{\{1, 2, 3, 5\}, 75.4278\}$,
 $\{\{1, 2, 4, 5\}, 28.7856\}$, $\{\{1, 3, 4, 5\}, 78.7489\}$,
 $\{\{2, 3, 4, 5\}, 71.1592\}$, $\{\{1, 2, 3, 4, 5\}, 52.9991\}$

Valores [Línea 1-4]

$\{\{\}, 0\}$, $\{\{1\}, 22.3735\}$, $\{\{2\}, 11.9227\}$,
 $\{\{3\}, 5.66697\}$, $\{\{4\}, 15.897\}$, $\{\{5\}, 45.0414\}$,
 $\{\{1, 2\}, 34.2962\}$, $\{\{1, 3\}, 28.0405\}$,
 $\{\{1, 4\}, 6.47654\}$, $\{\{1, 5\}, 67.4149\}$,
 $\{\{2, 3\}, 17.5897\}$, $\{\{2, 4\}, 3.97424\}$,
 $\{\{2, 5\}, 56.9641\}$, $\{\{3, 4\}, 10.23\}$,
 $\{\{3, 5\}, 50.7084\}$, $\{\{4, 5\}, 29.1444\}$,
 $\{\{1, 2, 3\}, 39.9632\}$, $\{\{1, 2, 4\}, 18.3993\}$,
 $\{\{1, 2, 5\}, 77.2125\}$, $\{\{1, 3, 4\}, 12.1435\}$,
 $\{\{1, 3, 5\}, 73.0819\}$, $\{\{1, 4, 5\}, 51.5179\}$,
 $\{\{2, 3, 4\}, 1.69273\}$, $\{\{2, 3, 5\}, 62.6311\}$,
 $\{\{2, 4, 5\}, 27.6081\}$, $\{\{3, 4, 5\}, 34.8114\}$,
 $\{\{1, 2, 3, 4\}, 24.0662\}$, $\{\{1, 2, 3, 5\}, 77.2125\}$,
 $\{\{1, 2, 4, 5\}, 37.2677\}$, $\{\{1, 3, 4, 5\}, 57.1849\}$,
 $\{\{2, 3, 4, 5\}, 27.6081\}$, $\{\{1, 2, 3, 4, 5\}, 31.7479\}$

Valores [Línea 2-3]

$\{\{\}, 0\}$, $\{\{1\}, 25.6118\}$, $\{\{2\}, 5.29899\}$,
 $\{\{3\}, 28.5925\}$, $\{\{4\}, 7.06532\}$, $\{\{5\}, 139.982\}$,
 $\{\{1, 2\}, 20.3128\}$, $\{\{1, 3\}, 54.2042\}$,
 $\{\{1, 4\}, 32.6771\}$, $\{\{1, 5\}, 165.593\}$,
 $\{\{2, 3\}, 23.2935\}$, $\{\{2, 4\}, 1.76633\}$,
 $\{\{2, 5\}, 134.683\}$, $\{\{3, 4\}, 35.6578\}$,
 $\{\{3, 5\}, 168.574\}$, $\{\{4, 5\}, 147.047\}$,
 $\{\{1, 2, 3\}, 48.9052\}$, $\{\{1, 2, 4\}, 27.3781\}$,
 $\{\{1, 2, 5\}, 149.572\}$, $\{\{1, 3, 4\}, 61.2695\}$,
 $\{\{1, 3, 5\}, 194.186\}$, $\{\{1, 4, 5\}, 172.659\}$,
 $\{\{2, 3, 4\}, 30.3588\}$, $\{\{2, 3, 5\}, 163.275\}$,
 $\{\{2, 4, 5\}, 73.8408\}$, $\{\{3, 4, 5\}, 175.639\}$,
 $\{\{1, 2, 3, 4\}, 55.9706\}$, $\{\{1, 2, 3, 5\}, 149.572\}$,
 $\{\{1, 2, 4, 5\}, 46.2144\}$, $\{\{1, 3, 4, 5\}, 201.251\}$,
 $\{\{2, 3, 4, 5\}, 73.8408\}$, $\{\{1, 2, 3, 4, 5\}, 62.0009\}$

Valores [Línea 2-4]

```

{{{ }, 0}, {{1}, 1.54554}, {{2}, 24.5078},
 {{3}, 2.75989}, {{4}, 32.6771}, {{5}, 12.5851},
 {{1, 2}, 26.0534}, {{1, 3}, 4.30543},
 {{1, 4}, 31.1316}, {{1, 5}, 14.1306},
 {{2, 3}, 27.2677}, {{2, 4}, 8.16927},
 {{2, 5}, 37.0929}, {{3, 4}, 29.9172},
 {{3, 5}, 15.345}, {{4, 5}, 20.092},
 {{1, 2, 3}, 28.8132}, {{1, 2, 4}, 6.62374},
 {{1, 2, 5}, 37.6035}, {{1, 3, 4}, 28.3717},
 {{1, 3, 5}, 16.8905}, {{1, 4, 5}, 18.5465},
 {{2, 3, 4}, 5.40938}, {{2, 3, 5}, 39.8528},
 {{2, 4, 5}, 2.13891}, {{3, 4, 5}, 17.3321},
 {{1, 2, 3, 4}, 3.86385}, {{1, 2, 3, 5}, 37.6035},
 {{1, 2, 4, 5}, 5.61638}, {{1, 3, 4, 5}, 15.7866},
 {{2, 3, 4, 5}, 2.13891}, {{1, 2, 3, 4, 5}, 3.62925}}

```

Valores [Línea 2-6]

```

{{{ }, 0}, {{1}, 56.081}, {{2}, 203.569},
 {{3}, 31.5731}, {{4}, 48.5741}, {{5}, 182.374},
 {{1, 2}, 259.65}, {{1, 3}, 87.6541},
 {{1, 4}, 104.655}, {{1, 5}, 238.454},
 {{2, 3}, 235.143}, {{2, 4}, 252.144},
 {{2, 5}, 385.943}, {{3, 4}, 80.1472},
 {{3, 5}, 213.947}, {{4, 5}, 230.948},
 {{1, 2, 3}, 291.224}, {{1, 2, 4}, 308.224},
 {{1, 2, 5}, 430.184}, {{1, 3, 4}, 136.228},
 {{1, 3, 5}, 270.028}, {{1, 4, 5}, 287.029},
 {{2, 3, 4}, 283.717}, {{2, 3, 5}, 417.516},
 {{2, 4, 5}, 359.531}, {{3, 4, 5}, 262.521},
 {{1, 2, 3, 4}, 339.798}, {{1, 2, 3, 5}, 430.184},
 {{1, 2, 4, 5}, 353.349}, {{1, 3, 4, 5}, 318.602},
 {{2, 3, 4, 5}, 359.531}, {{1, 2, 3, 4, 5}, 356.881}}

```

Valores [Línea 3-5]

```

{{{ }, 0}, {{1}, 25.6118}, {{2}, 5.29899},
 {{3}, 11.4075}, {{4}, 7.06532}, {{5}, 139.982},
 {{1, 2}, 20.3128}, {{1, 3}, 14.2042},
 {{1, 4}, 32.6771}, {{1, 5}, 165.593},
 {{2, 3}, 16.7065}, {{2, 4}, 1.76633},
 {{2, 5}, 134.683}, {{3, 4}, 4.34223},
 {{3, 5}, 128.574}, {{4, 5}, 147.047},
 {{1, 2, 3}, 8.90524}, {{1, 2, 4}, 27.3781},
 {{1, 2, 5}, 164.572}, {{1, 3, 4}, 21.2695},
 {{1, 3, 5}, 154.186}, {{1, 4, 5}, 172.659},
 {{2, 3, 4}, 9.64121}, {{2, 3, 5}, 123.275},
 {{2, 4, 5}, 168.841}, {{3, 4, 5}, 135.639},
 {{1, 2, 3, 4}, 15.9706}, {{1, 2, 3, 5}, 164.572},
 {{1, 2, 4, 5}, 211.214}, {{1, 3, 4, 5}, 161.251},
 {{2, 3, 4, 5}, 168.841}, {{1, 2, 3, 4, 5}, 187.001}}

```

Valores [Línea 4-6]

```

{{{ }, 0}, {{1}, 23.919}, {{2}, 36.4305},
 {{3}, 8.42686}, {{4}, 111.426}, {{5}, 57.6265},
 {{1, 2}, 60.3496}, {{1, 3}, 32.3459},
 {{1, 4}, 135.345}, {{1, 5}, 81.5455},
 {{2, 3}, 44.8574}, {{2, 4}, 147.856},
 {{2, 5}, 94.057}, {{3, 4}, 119.853},
 {{3, 5}, 66.0534}, {{4, 5}, 169.052},
 {{1, 2, 3}, 68.7764}, {{1, 2, 4}, 171.776},
 {{1, 2, 5}, 114.816}, {{1, 3, 4}, 143.772},
 {{1, 3, 5}, 89.9724}, {{1, 4, 5}, 192.971},
 {{2, 3, 4}, 156.283}, {{2, 3, 5}, 102.484},
 {{2, 4, 5}, 185.469}, {{3, 4, 5}, 177.479},
 {{1, 2, 3, 4}, 180.202}, {{1, 2, 3, 5}, 114.816},
 {{1, 2, 4, 5}, 191.651}, {{1, 3, 4, 5}, 201.398},
 {{2, 3, 4, 5}, 185.469}, {{1, 2, 3, 4, 5}, 188.119}}

```


Anexo F: Función Característica y Asignación de Costos por Línea para el Sistema de 4 Barras usado por Bialek, cuando los Generadores son Considerados como Agentes de los Juegos Cooperativos

Tabla F.1: Función característica para cada línea cuando los generadores son los agentes

Valores [Línea 1-2]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 109.05\},$
 $\{\{2\}, 125.291\}, \{\{1, 2\}, 62.1817\}$

Valores [Línea 1-3]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 245.777\},$
 $\{\{2\}, 131.669\}, \{\{1, 2\}, 222.955\}$

Valores [Línea 3-4]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 54.2228\},$
 $\{\{2\}, 168.331\}, \{\{1, 2\}, 77.0445\}$

Valores [Línea 1-4]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 145.173\},$
 $\{\{2\}, 6.37743\}, \{\{1, 2\}, 114.863\}$

Valores [Línea 2-4]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 109.05\},$
 $\{\{2\}, 374.709\}, \{\{1, 2\}, 162.182\}$

Tabla F.2: Asignación de costos de cada línea cuando los generadores son considerados como agentes

	G1	G2	Tot	G1	G2	Tot	G1	G2	Tot
Línea 12	60								
SHAPLEY VALUE	22,97	39,21	62,1817	36,94%	63,06%	100%	22,16	37,84	60
SCRB	22,97	39,21	62,1817	36,94%	63,06%	100%	22,16	37,84	60
NUCLEOLO	22,97	39,21	62,1817	36,94%	63,06%	100%	22,16	37,84	60
NUCLEOLO PER CAPITA	22,97	39,21	62,1817	36,94%	63,06%	100%	22,16	37,84	60
GGDF	62,18	0,00	62,1817	100,00%	0,00%	100%	60,00	0,00	60
PART. MARGINALES	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	62,18	0,00	62,1817	100,00%	0,00%	100%	60,00	0,00	60
Línea 13	60								
SHAPLEY VALUE	168,53	54,42	222,96	75,59%	24,41%	100%	45,35	14,65	60
SCRB	168,53	54,42	222,96	75,59%	24,41%	100%	45,35	14,65	60
NUCLEOLO	168,53	54,42	222,96	75,59%	24,41%	100%	45,35	14,65	60
NUCLEOLO PER CAPITA	168,53	54,42	222,96	75,59%	24,41%	100%	45,35	14,65	60
GGDF	196,62	26,33	222,96	88,19%	11,81%	100%	52,91	7,09	60
PART. MARGINALES	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	222,96	0,00	222,96	100,00%	0,00%	100%			
Línea 14	60								
SHAPLEY VALUE	114,86	0,00	114,86	100,00%	0,00%	100%	60,00	0,00	60
SCRB	114,86	0,00	114,86	100,00%	0,00%	100%	60,00	0,00	60
NUCLEOLO	114,86	0,00	114,86	100,00%	0,00%	100%	60,00	0,00	60
NUCLEOLO PER CAPITA	114,86	0,00	114,86	100,00%	0,00%	100%	60,00	0,00	60
GGDF	114,86	0,00	114,86	100,00%	0,00%	100%	60,00	0,00	60
PART. MARGINALES	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	114,86	0,00	114,86	100,00%	0,00%	100%	60,00	0,00	60
Línea 24	60								
SHAPLEY VALUE	0,00	162,18	162,18	0,00%	100,00%	100%	0,00	60,00	60
SCRB	0,00	162,18	162,18	0,00%	100,00%	100%	0,00	60,00	60
NUCLEOLO	0,00	162,18	162,18	0,00%	100,00%	100%	0,00	60,00	60
NUCLEOLO PER CAPITA	0,00	162,18	162,18	0,00%	100,00%	100%	0,00	60,00	60
GGDF	87,24	74,94	162,18	53,79%	46,21%	100%	32,27	27,73	60
PART. MARGINALES	0,00	162,18	162,18	0,00%	100,00%	100%	0,00	60,00	60
PART. MEDIAS	62,18	100,00	162,18	38,34%	61,66%	100%	23,00	37,00	60
Línea 34	60								
SHAPLEY VALUE	0,00	77,04	77,04	0,00%	100,00%	100%	0,00	60,00	60
SCRB	0,00	77,04	77,04	0,00%	100,00%	100%	0,00	60,00	60
NUCLEOLO	0,00	77,04	77,04	0,00%	100,00%	100%	0,00	60,00	60
NUCLEOLO PER CAPITA	0,00	77,04	77,04	0,00%	100,00%	100%	0,00	60,00	60
GGDF	43,38	33,67	77,04	56,30%	43,70%	100%	33,78	26,22	60
PART. MARGINALES	0,00	77,04	77,04	0,00%	100,00%	100%	0,00	60,00	60
PART. MEDIAS	49,74	28,10	77,84	63,90%	36,10%	100%	38,34	21,66	60

Tabla F.3: Función característica para cada línea cuando los generadores son los agentes en condición de flujo máximo

Valores [Línea 1-2]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 32.7\},$
 $\{\{2\}, 59.99\}, \{\{1, 2\}, 92.69\}$

Valores [Línea 1-3]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 245.777\},$
 $\{\{2\}, 131.669\}, \{\{1, 2\}, 222.955\}$

Valores [Línea 3-4]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 114.359\},$
 $\{\{2\}, 182.824\}, \{\{1, 2\}, 137.181\}$

Valores [Línea 1-4]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 53.242\},$
 $\{\{2\}, 153.699\}, \{\{1, 2\}, 123.562\}$

Valores [Línea 2-4]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 109.05\},$
 $\{\{2\}, 374.709\}, \{\{1, 2\}, 162.182\}$

Tabla F.4: Asignación de costos de cada línea cuando los generadores son considerados como agentes en condición de flujo máximo

	G1	G2	Tot	G1	G2	Tot	G1	G2	Tot
Linea 12	60								
SHAPLEY VALUE	92.70	0.00	92.70	100.00%	0.00%	100%	60.00	0.00	60
SCRB	92.70	0.00	92.70	100.00%	0.00%	100%	60.00	0.00	60
NUCLEOLO	92.70	0.00	92.70	100.00%	0.00%	100%	60.00	0.00	60
NUCLEOLO PER CAPITA	92.70	0.00	92.70	100.00%	0.00%	100%	60.00	0.00	60
GGDF	92.70	0.00	92.70	100.00%	0.00%	100%	60.00	0.00	60
PART. MARGINALES	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	92.70	0.00	92.70	100.00%	0.00%	100%	60.00	0.00	60
Linea 13	60								
SHAPLEY VALUE	168.53	54.42	222.96	75.59%	24.41%	100%	45.35	14.65	60
SCRB	168.53	54.42	222.96	75.59%	24.41%	100%	45.35	14.65	60
NUCLEOLO	168.53	54.42	222.96	75.59%	24.41%	100%	45.35	14.65	60
NUCLEOLO PER CAPITA	168.53	54.42	222.96	75.59%	24.41%	100%	45.35	14.65	60
GGDF	196.62	26.33	222.96	88.19%	11.81%	100%	52.91	7.09	60
PART. MARGINALES	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	222.96	0.00	222.96	100.00%	0.00%	100%			
Linea 14	60								
SHAPLEY VALUE	123.41	0.00	123.41	100.00%	0.00%	100%	60.00	0.00	60
SCRB	123.41	0.00	123.41	100.00%	0.00%	100%	60.00	0.00	60
NUCLEOLO	123.41	0.00	123.41	100.00%	0.00%	100%	60.00	0.00	60
NUCLEOLO PER CAPITA	123.41	0.00	123.41	100.00%	0.00%	100%	60.00	0.00	60
GGDF	123.41	0.00	123.41	100.00%	0.00%	100%	60.00	0.00	60
PART. MARGINALES	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	123.41	0.00	123.41	100.00%	0.00%	100%	60.00	0.00	60
Linea 24	60								
SHAPLEY VALUE	0.00	162.18	162.18	0.00%	100.00%	100%	0.00	60.00	60
SCRB	0.00	162.18	162.18	0.00%	100.00%	100%	0.00	60.00	60
NUCLEOLO	0.00	162.18	162.18	0.00%	100.00%	100%	0.00	60.00	60
NUCLEOLO PER CAPITA	0.00	162.18	162.18	0.00%	100.00%	100%	0.00	60.00	60
GGDF	87.24	74.94	162.18	53.79%	46.21%	100%	32.27	27.73	60
PART. MARGINALES	0.00	162.18	162.18	0.00%	100.00%	100%	0.00	60.00	60
PART. MEDIAS	62.18	100.00	162.18	38.34%	61.66%	100%	23.00	37.00	60
Linea 34	60								
SHAPLEY VALUE	34.36	102.82	137.18	25.05%	74.95%	100%	15.03	44.97	60
SCRB	34.36	102.82	137.18	25.05%	74.95%	100%	15.03	44.97	60
NUCLEOLO	34.36	102.82	137.18	25.05%	74.95%	100%	15.03	44.97	60
NUCLEOLO PER CAPITA	34.36	102.82	137.18	25.05%	74.95%	100%	15.03	44.97	60
GGDF	76.25	60.94	137.18	55.58%	44.42%	100%	33.35	26.65	60
PART. MARGINALES	0.00	137.18	137.18	0.00%	100.00%	100%	0.00	60.00	60
PART. MEDIAS	37.18	100.00	137.18	27.10%	72.90%	100%	16.26	43.74	60

Tabla F.5: Función característica para cada línea cuando los consumidores son los agentes

Valores [Línea 1-2]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 49.0549\},$
 $\{\{2\}, 59.9951\}, \{\{1, 2\}, 62.1817\}$

Valores [Línea 1-3]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 185.641\},$
 $\{\{2\}, 60.1363\}, \{\{1, 2\}, 222.955\}$

Valores [Línea 3-4]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 114.359\},$
 $\{\{2\}, 60.1363\}, \{\{1, 2\}, 77.0445\}$

Valores [Línea 2-4]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 49.0549\},$
 $\{\{2\}, 59.9951\}, \{\{1, 2\}, 162.182\}$

Valores [Línea 1-4]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 65.3043\},$
 $\{\{2\}, 79.8685\}, \{\{1, 2\}, 114.863\}$

Tabla F.6: Asignación de costos de cada línea cuando los consumidores son considerados como agentes

	L3	L4	Tot	L3	L4	Tot	L3	L4	Tot
Línea 12	60								
SHAPLEY VALUE	25,62	36,56	62,1817	41,20%	58,80%	100%	24,72	35,28	60,00
SCRB	25,62	36,56	62,1817	41,20%	58,80%	100%	24,72	35,28	60,00
NUCLEOLO	25,62	36,56	62,1817	41,20%	58,80%	100%	24,72	35,28	60,00
NUCLEOLO PER CAPITA	25,62	36,56	62,1817	41,20%	58,80%	100%	24,72	35,28	60,00
GGDF	20,94	41,25	62,1817	33,67%	66,33%	100%	20,20	39,80	60,00
PART. MARGINALES	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS	42,37	19,81	62,18	68,14%	31,86%	100%	40,88	19,12	60,00
Línea 13	60								
SHAPLEY VALUE	174,23	48,73	222,96	78,15%	21,85%	100%	46,89	13,11	60,00
SCRB	174,23	48,73	222,96	78,15%	21,85%	100%	46,89	13,11	60,00
NUCLEOLO	174,23	48,73	222,96	78,15%	21,85%	100%	46,89	13,11	60,00
NUCLEOLO PER CAPITA	174,23	48,73	222,96	78,15%	21,85%	100%	46,89	13,11	60,00
GGDF	171,94	51,01	222,96	77,12%	22,88%	100%	46,27	13,73	60,00
PART. MARGINALES	198,58	24,38	222,96	89,07%	10,93%	100%	53,44	6,56	60,00
PART. MEDIAS	151,92	71,03	222,95	68,14%	31,86%	100%	40,88	19,12	60,00
Línea 14	60								
SHAPLEY VALUE	50,15	64,71	114,86	43,66%	56,34%	100%	26,20	33,80	60,00
SCRB	50,15	64,71	114,86	43,66%	56,34%	100%	26,20	33,80	60,00
NUCLEOLO	50,15	64,71	114,86	43,66%	56,34%	100%	26,20	33,80	60,00
NUCLEOLO PER CAPITA	50,15	64,71	114,86	43,66%	56,34%	100%	26,20	33,80	60,00
GGDF	47,12	67,75	114,86	41,02%	58,98%	100%	24,61	35,39	60,00
PART. MARGINALES	0,00	114,86	114,86	0,00%	100,00%	100%	0,00	60,00	60,00
PART. MEDIAS	78,27	36,59	114,86	68,14%	31,86%	100%	40,89	19,11	60,00
Línea 24	60								
SHAPLEY VALUE	75,62	86,56	162,18	46,63%	53,37%	100%	27,98	32,02	60,00
SCRB	75,62	86,56	162,18	46,63%	53,37%	100%	27,98	32,02	60,00
NUCLEOLO	75,62	86,56	162,18	46,63%	53,37%	100%	27,98	32,02	60,00
NUCLEOLO PER CAPITA	75,62	86,56	162,18	46,63%	53,37%	100%	27,98	32,02	60,00
GGDF	80,93	81,25	162,18	49,90%	50,10%	100%	29,94	30,06	60,00
PART. MARGINALES	90,24	71,94	162,18	55,64%	44,36%	100%	33,39	26,61	60,00
PART. MEDIAS	45,44	116,74	162,18	28,02%	71,98%	100%	16,81	43,19	60,00
Línea 34	60								
SHAPLEY VALUE	65,63	11,41	77,04	85,19%	14,81%	100%	51,11	8,89	60,00
SCRB	65,63	11,41	77,04	85,19%	14,81%	100%	51,11	8,89	60,00
NUCLEOLO	65,63	11,41	77,04	85,19%	14,81%	100%	51,11	8,89	60,00
NUCLEOLO PER CAPITA	65,63	11,41	77,04	85,19%	14,81%	100%	51,11	8,89	60,00
GGDF	77,04	0,00	77,04	100,00%	0,00%	100%	60,00	0,00	60,00
PART. MARGINALES	77,04	0,00	77,04	100,00%	0,00%	100%	60,00	0,00	60,00
PART. MEDIAS	21,81	56,03	77,84	28,02%	71,98%	100%	16,81	43,19	60,00

Tabla F.7: Función característica para cada línea cuando los consumidores son los agentes en condición de flujo máximo

Valores [Línea 1-2]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 32.7\},$
 $\{\{2\}, 59.99\}, \{\{1, 2\}, 92.69\}$

Valores [Línea 1-3]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 245.777\},$
 $\{\{2\}, 131.669\}, \{\{1, 2\}, 222.955\}$

Valores [Línea 3-4]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 114.359\},$
 $\{\{2\}, 182.824\}, \{\{1, 2\}, 137.181\}$

Valores [Línea 1-4]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 53.242\},$
 $\{\{2\}, 153.699\}, \{\{1, 2\}, 123.562\}$

Valores [Línea 2-4]

$\{\{\}, 0\}, \{\{1\}, 109.05\},$
 $\{\{2\}, 374.709\}, \{\{1, 2\}, 162.182\}$

Tabla F.8: Asignación de costos de cada línea cuando los consumidores son considerados como agentes en condición de flujo máximo

	L3	L4	Tot	L3	L4	Tot	L3	L4	Tot
Línea 12	60								
SHAPLEY VALUE	32,70	59,99	92,69	35,28%	64,72%	100,00%	21,17	38,83	60,00
SCRB	32,70	59,99	92,69	35,28%	64,72%	100,00%	21,17	38,83	60,00
NUCLEOLO	32,70	59,99	92,69	35,28%	64,72%	100,00%	21,17	38,83	60,00
NUCLEOLO PER CAPITA	32,70	59,99	92,69	35,28%	64,72%	100,00%	21,17	38,83	60,00
GGDF	32,70	59,99	92,69	35,28%	64,72%	100,00%	21,17	38,83	60,00
PART. MARGINALES	41,76	50,93	92,69	45,05%	54,95%	100,00%	27,03	32,97	60,00
PART. MEDIAS	46,35	46,34	92,69	50,01%	49,99%	100,00%	30,00	30,00	60,00
Línea 13	60								
SHAPLEY VALUE	174,23	48,73	222,96	78,15%	21,85%	100,00%	46,89	13,11	60,00
SCRB	174,23	48,73	222,96	78,15%	21,85%	100,00%	46,89	13,11	60,00
NUCLEOLO	174,23	48,73	222,96	78,15%	21,85%	100,00%	46,89	13,11	60,00
NUCLEOLO PER CAPITA	174,23	48,73	222,96	78,15%	21,85%	100,00%	46,89	13,11	60,00
GGDF	171,94	51,01	222,96	77,12%	22,88%	100,00%	46,27	13,73	60,00
PART. MARGINALES	168,37	122,50	290,88	57,88%	42,12%	100,00%	34,73	25,27	60,00
PART. MEDIAS	151,72	71,24	222,96	68,05%	31,95%	100,00%	40,83	19,17	60,00
Línea 14	60								
SHAPLEY VALUE	43,54	79,87	123,40	35,28%	64,72%	100,00%	21,17	38,83	60,00
SCRB	43,54	79,87	123,40	35,28%	64,72%	100,00%	21,17	38,83	60,00
NUCLEOLO	43,54	79,87	123,40	35,28%	64,72%	100,00%	21,17	38,83	60,00
NUCLEOLO PER CAPITA	43,54	79,87	123,40	35,28%	64,72%	100,00%	21,17	38,83	60,00
GGDF	43,54	79,87	123,40	35,28%	64,72%	100,00%	21,17	38,83	60,00
PART. MARGINALES	55,58	67,82	123,40	45,04%	54,96%	100,00%	27,02	32,98	60,00
PART. MEDIAS	61,70	61,70	123,40	50,00%	50,00%	100,00%	30,00	30,00	60,00
Línea 24	60								
SHAPLEY VALUE	75,62	86,56	162,18	46,63%	53,37%	100,00%	27,98	32,02	60,00
SCRB	75,62	86,56	162,18	46,63%	53,37%	100,00%	27,98	32,02	60,00
NUCLEOLO	75,62	86,56	162,18	46,63%	53,37%	100,00%	27,98	32,02	60,00
NUCLEOLO PER CAPITA	75,62	86,56	162,18	46,63%	53,37%	100,00%	27,98	32,02	60,00
GGDF	80,93	81,25	162,18	49,90%	50,10%	100,00%	29,94	30,06	60,00
PART. MARGINALES	73,07	89,11	162,18	45,05%	54,95%	100,00%	27,03	32,97	60,00
PART. MEDIAS	45,10	117,08	162,18	27,81%	72,19%	100,00%	16,69	43,31	60,00
Línea 34	60								
SHAPLEY VALUE	137,18	0,00	137,18	100,00%	0,00%	100,00%	60,00	0,00	60,00
SCRB	137,18	0,00	137,18	100,00%	0,00%	100,00%	60,00	0,00	60,00
NUCLEOLO	137,18	0,00	137,18	100,00%	0,00%	100,00%	60,00	0,00	60,00
NUCLEOLO PER CAPITA	137,18	0,00	137,18	100,00%	0,00%	100,00%	60,00	0,00	60,00
GGDF	137,18	0,00	137,18	100,00%	0,00%	100,00%	60,00	0,00	60,00
PART. MARGINALES	137,18	0,00	137,18	100,00%	0,00%	100,00%	60,00	0,00	60,00
PART. MEDIAS	137,18	0,00	137,18	100,00%	0,00%	100,00%	60,00	0,00	60,00

Anexo G: Función Característica y Asignación de Costos por Línea para el Sistema Interconectado Central Chileno, cuando los Generadores son Considerados como Agentes de los Juegos Cooperativos

Tabla G.1: Función característica para cada línea

Valores [Línea 1-2]

$\{\{\}, 0\}$, $\{\{1\}, 3130.\}$, $\{\{3\}, 2.57858 \times 10^{-13}\}$, $\{\{5\}, 4.29764 \times 10^{-14}\}$, $\{\{6\}, 4.29764 \times 10^{-14}\}$,
 $\{\{7\}, 3.86787 \times 10^{-13}\}$, $\{\{8\}, 4.29764 \times 10^{-13}\}$, $\{\{1, 3\}, 455.825\}$, $\{\{1, 5\}, 609.74\}$,
 $\{\{1, 6\}, 1043.33\}$, $\{\{1, 7\}, 438.785\}$, $\{\{1, 8\}, 1145.12\}$, $\{\{3, 5\}, 1.28929 \times 10^{-13}\}$,
 $\{\{3, 6\}, 3.86787 \times 10^{-13}\}$, $\{\{3, 7\}, 3.00835 \times 10^{-13}\}$, $\{\{3, 8\}, 4.7274 \times 10^{-13}\}$,
 $\{\{5, 6\}, 2.14882 \times 10^{-13}\}$, $\{\{5, 7\}, 1.28929 \times 10^{-13}\}$, $\{\{5, 8\}, 2.14882 \times 10^{-13}\}$,
 $\{\{6, 7\}, 3.86787 \times 10^{-13}\}$, $\{\{6, 8\}, 4.29764 \times 10^{-14}\}$, $\{\{7, 8\}, 1.28929 \times 10^{-13}\}$, $\{\{1, 3, 5\}, 284.545\}$,
 $\{\{1, 3, 6\}, 353.008\}$, $\{\{1, 3, 7\}, 240.769\}$, $\{\{1, 3, 8\}, 363.953\}$, $\{\{1, 5, 6\}, 438.785\}$,
 $\{\{1, 5, 7\}, 277.811\}$, $\{\{1, 5, 8\}, 455.825\}$, $\{\{1, 6, 7\}, 342.701\}$, $\{\{1, 6, 8\}, 661.268\}$,
 $\{\{1, 7, 8\}, 353.008\}$, $\{\{3, 5, 6\}, 3.86787 \times 10^{-13}\}$, $\{\{3, 5, 7\}, 3.86787 \times 10^{-13}\}$,
 $\{\{3, 5, 8\}, 4.29764 \times 10^{-14}\}$, $\{\{3, 6, 7\}, 3.86787 \times 10^{-13}\}$, $\{\{3, 6, 8\}, 4.7274 \times 10^{-13}\}$,
 $\{\{3, 7, 8\}, 3.00835 \times 10^{-13}\}$, $\{\{5, 6, 7\}, 2.14882 \times 10^{-13}\}$, $\{\{5, 6, 8\}, 4.29764 \times 10^{-14}\}$,
 $\{\{5, 7, 8\}, 2.14882 \times 10^{-13}\}$, $\{\{6, 7, 8\}, 4.29764 \times 10^{-14}\}$, $\{\{1, 3, 5, 6\}, 240.769\}$,
 $\{\{1, 3, 5, 7\}, 182.685\}$, $\{\{1, 3, 5, 8\}, 245.812\}$, $\{\{1, 3, 6, 7\}, 208.667\}$,
 $\{\{1, 3, 6, 8\}, 295.283\}$, $\{\{1, 3, 7, 8\}, 212.443\}$, $\{\{1, 5, 6, 7\}, 235.93\}$,
 $\{\{1, 5, 6, 8\}, 353.008\}$, $\{\{1, 5, 7, 8\}, 240.769\}$, $\{\{1, 6, 7, 8\}, 288.037\}$,
 $\{\{3, 5, 6, 7\}, 3.86787 \times 10^{-13}\}$, $\{\{3, 5, 6, 8\}, 3.86787 \times 10^{-13}\}$, $\{\{3, 5, 7, 8\}, 1.28929 \times 10^{-13}\}$,
 $\{\{3, 6, 7, 8\}, 4.7274 \times 10^{-13}\}$, $\{\{5, 6, 7, 8\}, 4.29764 \times 10^{-14}\}$, $\{\{1, 3, 5, 6, 7\}, 163.589\}$,
 $\{\{1, 3, 5, 6, 8\}, 212.443\}$, $\{\{1, 3, 5, 7, 8\}, 165.901\}$, $\{\{1, 3, 6, 7, 8\}, 187.052\}$,
 $\{\{1, 5, 6, 7, 8\}, 208.667\}$, $\{\{3, 5, 6, 7, 8\}, 3.86787 \times 10^{-13}\}$, $\{\{1, 3, 5, 6, 7, 8\}, 150.\}$

Valores [Línea 2-3]

{{{}, 0}, {{1}, 2780.}, {{3}, 350.}, {{5}, 350.}, {{6}, 350.}, {{7}, 350.}, {{8}, 350.},
 {{1, 3}, 105.825}, {{1, 5}, 259.74}, {{1, 6}, 693.333}, {{1, 7}, 88.785}, {{1, 8}, 795.122},
 {{3, 5}, 350.}, {{3, 6}, 350.}, {{3, 7}, 350.}, {{3, 8}, 350.}, {{5, 6}, 350.},
 {{5, 7}, 350.}, {{5, 8}, 350.}, {{6, 7}, 350.}, {{6, 8}, 350.}, {{7, 8}, 350.},
 {{1, 3, 5}, 65.4545}, {{1, 3, 6}, 3.00752}, {{1, 3, 7}, 109.231}, {{1, 3, 8}, 13.9535},
 {{1, 5, 6}, 88.785}, {{1, 5, 7}, 72.1893}, {{1, 5, 8}, 105.825}, {{1, 6, 7}, 7.29927},
 {{1, 6, 8}, 311.268}, {{1, 7, 8}, 3.00752}, {{3, 5, 6}, 350.}, {{3, 5, 7}, 350.},
 {{3, 5, 8}, 350.}, {{3, 6, 7}, 350.}, {{3, 6, 8}, 350.}, {{3, 7, 8}, 350.}, {{5, 6, 7}, 350.},
 {{5, 6, 8}, 350.}, {{5, 7, 8}, 350.}, {{6, 7, 8}, 350.}, {{1, 3, 5, 6}, 109.231},
 {{1, 3, 5, 7}, 167.315}, {{1, 3, 5, 8}, 104.188}, {{1, 3, 6, 7}, 141.333},
 {{1, 3, 6, 8}, 54.717}, {{1, 3, 7, 8}, 137.557}, {{1, 5, 6, 7}, 114.07}, {{1, 5, 6, 8}, 3.00752},
 {{1, 5, 7, 8}, 109.231}, {{1, 6, 7, 8}, 61.9632}, {{3, 5, 6, 7}, 350.}, {{3, 5, 6, 8}, 350.},
 {{3, 5, 7, 8}, 350.}, {{3, 6, 7, 8}, 350.}, {{5, 6, 7, 8}, 350.}, {{1, 3, 5, 6, 7}, 186.411},
 {{1, 3, 5, 6, 8}, 137.557}, {{1, 3, 5, 7, 8}, 184.099}, {{1, 3, 6, 7, 8}, 162.948},
 {{1, 5, 6, 7, 8}, 141.333}, {{3, 5, 6, 7, 8}, 350.}, {{1, 3, 5, 6, 7, 8}, 200.}

Valores [Línea 3-4]

{{{}, 0}, {{1}, 1100.}, {{3}, 1100.}, {{5}, 1100.}, {{6}, 1100.}, {{7}, 1100.}, {{8}, 1100.},
 {{1, 3}, 1100.}, {{1, 5}, 1100.}, {{1, 6}, 1100.}, {{1, 7}, 1100.}, {{1, 8}, 1100.},
 {{3, 5}, 1100.}, {{3, 6}, 1100.}, {{3, 7}, 1100.}, {{3, 8}, 1100.}, {{5, 6}, 1100.},
 {{5, 7}, 1100.}, {{5, 8}, 1100.}, {{6, 7}, 1100.}, {{6, 8}, 1100.}, {{7, 8}, 1100.},
 {{1, 3, 5}, 1100.}, {{1, 3, 6}, 1100.}, {{1, 3, 7}, 1100.}, {{1, 3, 8}, 1100.},
 {{1, 5, 6}, 1100.}, {{1, 5, 7}, 1100.}, {{1, 5, 8}, 1100.}, {{1, 6, 7}, 1100.},
 {{1, 6, 8}, 1100.}, {{1, 7, 8}, 1100.}, {{3, 5, 6}, 1100.}, {{3, 5, 7}, 1100.},
 {{3, 5, 8}, 1100.}, {{3, 6, 7}, 1100.}, {{3, 6, 8}, 1100.}, {{3, 7, 8}, 1100.},
 {{5, 6, 7}, 1100.}, {{5, 6, 8}, 1100.}, {{5, 7, 8}, 1100.}, {{6, 7, 8}, 1100.},
 {{1, 3, 5, 6}, 1100.}, {{1, 3, 5, 7}, 1100.}, {{1, 3, 5, 8}, 1100.}, {{1, 3, 6, 7}, 1100.},
 {{1, 3, 6, 8}, 1100.}, {{1, 3, 7, 8}, 1100.}, {{1, 5, 6, 7}, 1100.}, {{1, 5, 6, 8}, 1100.},
 {{1, 5, 7, 8}, 1100.}, {{1, 6, 7, 8}, 1100.}, {{3, 5, 6, 7}, 1100.}, {{3, 5, 6, 8}, 1100.},
 {{3, 5, 7, 8}, 1100.}, {{3, 6, 7, 8}, 1100.}, {{5, 6, 7, 8}, 1100.}, {{1, 3, 5, 6, 7}, 1100.},
 {{1, 3, 5, 6, 8}, 1100.}, {{1, 3, 5, 7, 8}, 1100.}, {{1, 3, 6, 7, 8}, 1100.},
 {{1, 5, 6, 7, 8}, 1100.}, {{3, 5, 6, 7, 8}, 1100.}, {{1, 3, 5, 6, 7, 8}, 1100.}

Valores [Línea 3-5]

{{{}, 0}, {{1}, 790.195}, {{3}, 790.195}, {{5}, 2260.64}, {{6}, 1035.37}, {{7}, 2092.52},
 {{8}, 2092.52}, {{1, 3}, 790.195}, {{1, 5}, 1666.32}, {{1, 6}, 426.846}, {{1, 7}, 1688.4},
 {{1, 8}, 1037.87}, {{3, 5}, 470.815}, {{3, 6}, 326.069}, {{3, 7}, 683.191},
 {{3, 8}, 132.735}, {{5, 6}, 1861.09}, {{5, 7}, 2160.2}, {{5, 8}, 2210.96}, {{6, 7}, 1832.56},
 {{6, 8}, 1526.19}, {{7, 8}, 2092.52}, {{1, 3, 5}, 356.178}, {{1, 3, 6}, 378.414},
 {{1, 3, 7}, 569.853}, {{1, 3, 8}, 209.183}, {{1, 5, 6}, 1489.42}, {{1, 5, 7}, 1898.33},
 {{1, 5, 8}, 1773.9}, {{1, 6, 7}, 1545.4}, {{1, 6, 8}, 1036.81}, {{1, 7, 8}, 1767.4},
 {{3, 5, 6}, 564.907}, {{3, 5, 7}, 1087.33}, {{3, 5, 8}, 710.384}, {{3, 6, 7}, 733.502},
 {{3, 6, 8}, 110.62}, {{3, 7, 8}, 861.067}, {{5, 6, 7}, 1976.8}, {{5, 6, 8}, 1912.08},
 {{5, 7, 8}, 2150.42}, {{6, 7, 8}, 1878.23}, {{1, 3, 5, 6}, 460.668}, {{1, 3, 5, 7}, 977.746},
 {{1, 3, 5, 8}, 592.538}, {{1, 3, 6, 7}, 631.922}, {{1, 3, 6, 8}, 25.6374}, {{1, 3, 7, 8}, 748.99},
 {{1, 5, 6, 7}, 1768.24}, {{1, 5, 6, 8}, 1607.31}, {{1, 5, 7, 8}, 1924.22},
 {{1, 6, 7, 8}, 1632.67}, {{3, 5, 6, 7}, 1081.6}, {{3, 5, 6, 8}, 757.712}, {{3, 5, 7, 8}, 1184.85},
 {{3, 6, 7, 8}, 883.223}, {{5, 6, 7, 8}, 1991.13}, {{1, 3, 5, 6, 7}, 983.769},
 {{1, 3, 5, 6, 8}, 652.65}, {{1, 3, 5, 7, 8}, 1080.16}, {{1, 3, 6, 7, 8}, 783.218},
 {{1, 5, 6, 7, 8}, 1805.71}, {{3, 5, 6, 7, 8}, 1169.8}, {{1, 3, 5, 6, 7, 8}, 1075.87}

Valores [Línea 3-6]

{{{}, 0}, {{1}, 199.805}, {{3}, 199.805}, {{5}, 120.635}, {{6}, 1104.63}, {{7}, 47.484},
 {{8}, 47.484}, {{1, 3}, 199.805}, {{1, 5}, 136.058}, {{1, 6}, 669.82}, {{1, 7}, 12.8173},
 {{1, 8}, 42.9876}, {{3, 5}, 167.082}, {{3, 6}, 131.832}, {{3, 7}, 73.4129},
 {{3, 8}, 143.406}, {{5, 6}, 278.909}, {{5, 7}, 20.2004}, {{5, 8}, 70.9637},
 {{6, 7}, 307.439}, {{6, 8}, 613.814}, {{7, 8}, 47.484}, {{1, 3, 5}, 170.056},
 {{1, 3, 6}, 94.4291}, {{1, 3, 7}, 83.1354}, {{1, 3, 8}, 149.964}, {{1, 5, 6}, 211.799},
 {{1, 5, 7}, 36.1416}, {{1, 5, 8}, 89.727}, {{1, 6, 7}, 251.901}, {{1, 6, 8}, 441.923},
 {{1, 7, 8}, 19.5943}, {{3, 5, 6}, 44.8709}, {{3, 5, 7}, 85.5112}, {{3, 5, 8}, 135.384},
 {{3, 6, 7}, 94.8794}, {{3, 6, 8}, 116.602}, {{3, 7, 8}, 58.1541}, {{5, 6, 7}, 163.196},
 {{5, 6, 8}, 227.917}, {{5, 7, 8}, 10.4238}, {{6, 7, 8}, 261.771}, {{1, 3, 5, 6}, 26.0497},
 {{1, 3, 5, 7}, 92.182}, {{1, 3, 5, 8}, 140.444}, {{1, 3, 6, 7}, 75.2338},
 {{1, 3, 6, 8}, 86.7526}, {{1, 3, 7, 8}, 67.7684}, {{1, 5, 6, 7}, 135.834},
 {{1, 5, 6, 8}, 179.678}, {{1, 5, 7, 8}, 24.9916}, {{1, 6, 7, 8}, 219.295},
 {{3, 5, 6, 7}, 45.7547}, {{3, 5, 6, 8}, 45.2007}, {{3, 5, 7, 8}, 72.6087},
 {{3, 6, 7, 8}, 89.6579}, {{5, 6, 7, 8}, 148.87}, {{1, 3, 5, 6, 7}, 32.9206},
 {{1, 3, 5, 6, 8}, 28.5713}, {{1, 3, 5, 7, 8}, 79.3505}, {{1, 3, 6, 7, 8}, 72.3593},
 {{1, 5, 6, 7, 8}, 125.625}, {{3, 5, 6, 7, 8}, 45.9056}, {{1, 3, 5, 6, 7, 8}, 34.1303}

Valores [Línea 5-7]

{{{}, 0}, {{1}, 790.195}, {{3}, 790.195}, {{5}, 869.365}, {{6}, 1035.37}, {{7}, 2092.52},
 {{8}, 2092.52}, {{1, 3}, 790.195}, {{1, 5}, 853.942}, {{1, 6}, 426.846}, {{1, 7}, 1688.4},
 {{1, 8}, 1037.87}, {{3, 5}, 822.918}, {{3, 6}, 326.069}, {{3, 7}, 683.191}, {{3, 8}, 132.735},
 {{5, 6}, 248.257}, {{5, 7}, 900.071}, {{5, 8}, 5.73643}, {{6, 7}, 1832.56},
 {{6, 8}, 1526.19}, {{7, 8}, 2092.52}, {{1, 3, 5}, 819.944}, {{1, 3, 6}, 378.414},
 {{1, 3, 7}, 569.853}, {{1, 3, 8}, 209.183}, {{1, 5, 6}, 324.229}, {{1, 5, 7}, 750.047},
 {{1, 5, 8}, 110.176}, {{1, 6, 7}, 1545.4}, {{1, 6, 8}, 1036.81}, {{1, 7, 8}, 1767.4},
 {{3, 5, 6}, 513.204}, {{3, 5, 7}, 285.429}, {{3, 5, 8}, 392.229}, {{3, 6, 7}, 733.502},
 {{3, 6, 8}, 110.62}, {{3, 7, 8}, 861.067}, {{5, 6, 7}, 922.13}, {{5, 6, 8}, 267.507},
 {{5, 7, 8}, 1072.31}, {{6, 7, 8}, 1878.23}, {{1, 3, 5, 6}, 534.511}, {{1, 3, 5, 7}, 222.649},
 {{1, 3, 5, 8}, 423.483}, {{1, 3, 6, 7}, 631.922}, {{1, 3, 6, 8}, 25.6374}, {{1, 3, 7, 8}, 748.99},
 {{1, 5, 6, 7}, 793.06}, {{1, 5, 6, 8}, 148.217}, {{1, 5, 7, 8}, 929.043}, {{1, 6, 7, 8}, 1632.67},
 {{3, 5, 6, 7}, 368.142}, {{3, 5, 6, 8}, 184.327}, {{3, 5, 7, 8}, 460.743},
 {{3, 6, 7, 8}, 883.223}, {{5, 6, 7, 8}, 1067.03}, {{1, 3, 5, 6, 7}, 307.602},
 {{1, 3, 5, 6, 8}, 225.449}, {{1, 3, 5, 7, 8}, 394.439}, {{1, 3, 6, 7, 8}, 783.218},
 {{1, 5, 6, 7, 8}, 943.219}, {{3, 5, 6, 7, 8}, 518.591}, {{1, 3, 5, 6, 7, 8}, 455.87}

Valores [Línea 6-7]

{{{}, 0}, {{1}, 160.195}, {{3}, 160.195}, {{5}, 239.365}, {{6}, 1665.37},
 {{7}, 407.484}, {{8}, 407.484}, {{1, 3}, 160.195}, {{1, 5}, 223.942}, {{1, 6}, 1056.85},
 {{1, 7}, 372.817}, {{1, 8}, 317.012}, {{3, 5}, 192.918}, {{3, 6}, 303.931},
 {{3, 7}, 286.587}, {{3, 8}, 216.594}, {{5, 6}, 381.743}, {{5, 7}, 339.8}, {{5, 8}, 289.036},
 {{6, 7}, 102.233}, {{6, 8}, 702.972}, {{7, 8}, 407.484}, {{1, 3, 5}, 189.944},
 {{1, 3, 6}, 251.586}, {{1, 3, 7}, 276.865}, {{1, 3, 8}, 210.036}, {{1, 5, 6}, 305.771},
 {{1, 5, 7}, 323.858}, {{1, 5, 8}, 270.273}, {{1, 6, 7}, 73.5004}, {{1, 6, 8}, 520.613},
 {{1, 7, 8}, 379.594}, {{3, 5, 6}, 116.796}, {{3, 5, 7}, 274.489}, {{3, 5, 8}, 224.616},
 {{3, 6, 7}, 7.73656}, {{3, 6, 8}, 175.481}, {{3, 7, 8}, 301.846}, {{5, 6, 7}, 12.8703},
 {{5, 6, 8}, 207.846}, {{5, 7, 8}, 349.576}, {{6, 7, 8}, 12.6884}, {{1, 3, 5, 6}, 95.4888},
 {{1, 3, 5, 7}, 267.818}, {{1, 3, 5, 8}, 219.556}, {{1, 3, 6, 7}, 17.9005},
 {{1, 3, 6, 8}, 143.813}, {{1, 3, 7, 8}, 292.232}, {{1, 5, 6, 7}, 23.9752},
 {{1, 5, 6, 8}, 166.337}, {{1, 5, 7, 8}, 335.008}, {{1, 6, 7, 8}, 3.22106},
 {{3, 5, 6, 7}, 60.5341}, {{3, 5, 6, 8}, 50.6245}, {{3, 5, 7, 8}, 287.391},
 {{3, 6, 7, 8}, 51.7765}, {{5, 6, 7, 8}, 61.7272}, {{1, 3, 5, 6, 7}, 65.7429},
 {{1, 3, 5, 6, 8}, 36.3155}, {{1, 3, 5, 7, 8}, 280.649}, {{1, 3, 6, 7, 8}, 58.2557},
 {{1, 5, 6, 7, 8}, 68.2917}, {{3, 5, 6, 7, 8}, 90.8049}, {{1, 3, 5, 6, 7, 8}, 94.1303}

Valores [Línea 7-8]

```

{{{ }, 0}, {{1}, 140.}, {{3}, 140.}, {{5}, 140.}, {{6}, 140.}, {{7}, 140.}, {{8}, 2990.},
{{1, 3}, 140.}, {{1, 5}, 140.}, {{1, 6}, 140.}, {{1, 7}, 140.}, {{1, 8}, 1844.88},
{{3, 5}, 140.}, {{3, 6}, 140.}, {{3, 7}, 140.}, {{3, 8}, 573.86}, {{5, 6}, 140.},
{{5, 7}, 140.}, {{5, 8}, 784.773}, {{6, 7}, 140.}, {{6, 8}, 1313.21}, {{7, 8}, 549.661},
{{1, 3, 5}, 140.}, {{1, 3, 6}, 140.}, {{1, 3, 7}, 140.}, {{1, 3, 8}, 490.853}, {{1, 5, 6}, 140.},
{{1, 5, 7}, 140.}, {{1, 5, 8}, 650.097}, {{1, 6, 7}, 140.}, {{1, 6, 8}, 1006.2},
{{1, 7, 8}, 471.88}, {{3, 5, 6}, 140.}, {{3, 5, 7}, 140.}, {{3, 5, 8}, 322.386},
{{3, 6, 7}, 140.}, {{3, 6, 8}, 425.139}, {{3, 7, 8}, 255.049}, {{5, 6, 7}, 140.},
{{5, 6, 8}, 549.661}, {{5, 7, 8}, 312.111}, {{6, 7, 8}, 409.865}, {{1, 3, 5, 6}, 140.},
{{1, 3, 5, 7}, 140.}, {{1, 3, 5, 8}, 286.073}, {{1, 3, 6, 7}, 140.}, {{1, 3, 6, 8}, 371.824},
{{1, 3, 7, 8}, 228.235}, {{1, 5, 6, 7}, 140.}, {{1, 5, 6, 8}, 471.88}, {{1, 5, 7, 8}, 277.333},
{{1, 6, 7, 8}, 359.264}, {{3, 5, 6, 7}, 140.}, {{3, 5, 6, 8}, 255.049}, {{3, 5, 7, 8}, 163.657},
{{3, 6, 7, 8}, 204.831}, {{5, 6, 7, 8}, 247.524}, {{1, 3, 5, 6, 7}, 140.},
{{1, 3, 5, 6, 8}, 228.235}, {{1, 3, 5, 7, 8}, 147.562}, {{1, 3, 6, 7, 8}, 184.223},
{{1, 5, 6, 7, 8}, 221.689}, {{3, 5, 6, 7, 8}, 133.087}, {{1, 3, 5, 6, 7, 8}, 120.}}

```

Tabla G.2: Asignación de costos para cada línea del SIC

		G1	G3	G5	G6	G7	G8	CT	G1	G3	G5	G6	G7	G8	CT	G1	G3	G5	G6	G7	G8	CT
Linea 12		150																				
SHAPLEY VALUE	f	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150.00	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150
SCRB	t	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150.00	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150
NUCLEOLO	t	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150.00	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150
NUCLEOLO PER CAPITA	t	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150.00	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150
GGDF		150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150.00	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150
PART. MARGINALES		150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150.00	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150
PART. MEDIAS		150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150.00	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150
Linea 23		200																				
SHAPLEY VALUE	f	200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	200.00	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	200
SCRB	f	0.00	56.69	39.62	22.92	59.67	21.09	200.00	0.00%	28.35%	19.81%	11.46%	29.84%	10.55%	100%	0.00	56.69	39.62	22.92	59.67	21.09	200
NUCLEOLO	f	0.00	64.98	64.98	2.53	67.51	0.00	200.00	0.00%	32.49%	32.49%	1.27%	33.76%	0.00%	100%	0.00	64.98	64.98	2.53	67.51	0.00	200
NUCLEOLO PER CAPITA	f	0.00	74.62	50.75	0.00	74.62	0.00	200.00	0.00%	37.31%	25.38%	0.00%	37.31%	0.00%	100%	0.00	74.62	50.75	0.00	74.62	0.00	200
GGDF		0.00	59.06	41.62	20.14	61.74	17.44	200.00	0.00%	29.53%	20.81%	10.07%	30.87%	8.72%	100%	0.00	59.06	41.62	20.14	61.74	17.44	200
PART. MARGINALES		NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS		88.44	62.31	2.61	41.25	5.38		199.99	44.22%	31.16%	1.31%	20.63%	2.69%	0.00%	100%	88.44	62.31	2.61	41.25	5.38	0.00	200
Linea 34		1100																				
SHAPLEY VALUE	t	183.33	183.33	183.33	183.33	183.33	183.33	1100.00	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	100%	183.33	183.33	183.33	183.33	183.33	183.33	1100
SCRB	t	183.33	183.33	183.33	183.33	183.33	183.33	1100.00	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	100%	183.33	183.33	183.33	183.33	183.33	183.33	1100
NUCLEOLO	t	183.33	183.33	183.33	183.33	183.33	183.33	1100.00	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	100%	183.33	183.33	183.33	183.33	183.33	183.33	1100
NUCLEOLO PER CAPITA	t	183.33	183.33	183.33	183.33	183.33	183.33	1100.00	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	100%	183.33	183.33	183.33	183.33	183.33	183.33	1100
GGDF		52.69	309.32	217.91	105.38	323.29	91.41	1100.00	4.79%	28.12%	19.81%	9.58%	29.39%	8.31%	100%	52.69	309.32	217.91	105.38	323.29	91.41	1100
PART. MARGINALES		NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	0%	NC	NC	NC	NC	NC	NC	0
PART. MEDIAS		0	486.43	342.71	14.38	226.88	29.59	1099.99	0.00%	44.22%	31.16%	1.31%	20.63%	2.69%	100%	0.00	486.43	342.71	14.38	226.88	29.59	1100
Linea 35		1100																				
SHAPLEY VALUE	t	0.00	0.00	384.74	42.46	407.97	240.70	1075.87	0.00%	0.00%	35.76%	3.95%	37.92%	22.37%	100%	0.00	0.00	393.37	43.41	417.12	246.10	1100
SCRB	t	8.47	0.00	351.59	80.36	414.27	221.18	1075.87	0.79%	0.00%	32.68%	7.47%	38.51%	20.56%	100%	8.66	0.00	359.47	82.16	423.57	226.14	1100
NUCLEOLO	f	0.00	0.00	397.58	13.34	611.25	50.70	1072.87	0.00%	0.00%	37.06%	1.24%	56.97%	4.73%	100%	0.00	0.00	407.63	13.68	626.71	51.98	1100
NUCLEOLO PER CAPITA	f	0.00	0.00	369.61	0.00	636.32	69.95	1075.87	0.00%	0.00%	34.35%	0.00%	59.14%	6.50%	100%	0.00	0.00	377.90	0.00	650.59	71.51	1100
GGDF		0.00	0.00	360.31	79.94	495.33	139.97	1075.55	0.00%	0.00%	33.50%	7.43%	46.05%	13.01%	100%	0.00	0.00	368.50	81.75	506.59	143.15	1100
PART. MARGINALES		0.00	0.00	348.50	100.83	488.49	138.05	1075.87	0.00%	0.00%	32.39%	9.37%	45.40%	12.83%	100%	0.00	0.00	356.32	103.09	499.44	141.15	1100
PART. MEDIAS		0.00	0.00	620	0.00	403.23	52.59	1075.82	0.00%	0.00%	57.63%	0.00%	37.48%	4.89%	100%	0.00	0.00	633.94	0.00	412.29	53.77	1100
Linea 36		50																				
SHAPLEY VALUE	f	0.88	0.00	0.00	33.25	0.00	0.00	34.13	2.57%	0.00%	0.00%	97.43%	0.00%	0.00%	100%	1.29	0.00	0.00	48.71	0.00	0.00	50
SCRB	f	3.64	0.00	0.00	25.45	3.10	1.94	34.13	10.67%	0.00%	0.00%	74.56%	9.09%	5.68%	100%	5.33	0.00	0.00	37.28	4.55	2.84	50
NUCLEOLO	t	4.92	19.96	0.00	0.00	6.73	2.52	34.13	14.40%	58.49%	0.00%	0.00%	19.72%	7.39%	100%	7.20	29.25	0.00	0.00	9.86	3.69	50
NUCLEOLO PER CAPITA	t	3.60	21.51	0.00	0.00	7.34	1.68	34.13	10.56%	63.02%	0.00%	0.00%	21.50%	4.92%	100%	5.28	31.51	0.00	0.00	10.75	2.46	50
GGDF		0.00	0.00	0.00	29.19	3.85	1.09	34.13	0.00%	0.00%	0.00%	85.52%	11.29%	3.19%	100%	0.00	0.00	0.00	42.76	5.64	1.59	50
PART. MARGINALES		0.00	0.00	0.00	2.26	18.26	10.61	3.00	34.13	0.00%	0.00%	6.63%	53.50%	31.08%	100%	0.00	0.00	3.31	26.75	15.54	4.39	50
PART. MEDIAS		0.00	0.00	0.00	26.01	7.22	0.94	34.17	0.00%	0.00%	0.00%	76.12%	21.13%	2.75%	100%	0.00	0.00	0.00	38.06	10.56	1.38	50

		G1	G3	G5	G6	G7	G8	CT	G1	G3	G5	G6	G7	G8	CT	G1	G3	G5	G6	G7	G8	CT
Linea 57		450																				
SHAPLEY VALUE	f	3.52	0.00	0.00	32.94	272.32	147.09	455.87	0.77%	0.00%	0.00%	7.23%	59.74%	32.27%	100%	3.48	0.00	0.00	32.51	268.81	145.20	450
SCRB	f	14.27	0.00	0.00	77.07	198.96	165.57	455.87	3.13%	0.00%	0.00%	16.91%	43.64%	36.32%	100%	14.09	0.00	0.00	76.08	196.40	163.44	450
NUCLEOLO	f	0.00	0.00	65.05	84.95	261.39	44.48	455.87	0.00%	0.00%	14.27%	18.64%	57.34%	9.76%	100%	0.00	0.00	64.21	83.86	258.02	43.90	450
NUCLEOLO PER CAPITA	f	0.00	0.00	116.95	33.06	209.49	96.37	455.87	0.00%	0.00%	25.65%	7.25%	45.95%	21.14%	100%	0.00	0.00	115.44	32.63	206.80	95.13	450
GGDF		0.00	0.00	0.00	50.92	315.69	89.21	455.82	0.00%	0.00%	0.00%	11.17%	69.26%	19.57%	100%	0.00	0.00	0.00	50.27	311.66	88.07	450
PART. MARGINALES		0.00	0.00	0.00	63.19	306.15	86.52	455.87	0.00%	0.00%	0.00%	13.86%	67.16%	18.98%	100%	0.00	0.00	0.00	62.38	302.21	85.41	450
PART. MEDIAS		0.00	0.00	0.00	403.23	52.59	455.82	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	88.46%	11.54%	100%	0.00	0.00	0.00	0.00	398.08	51.92	450	
Linea 67		100																				
SHAPLEY VALUE	f	0.00	0.00	0.00	79.79	0.00	14.34	94.13	0.00%	0.00%	0.00%	84.77%	0.00%	15.23%	100%	0.00	0.00	0.00	84.77	0.00	15.23	100
SCRB	f	4.61	14.62	20.63	0.00	33.68	20.59	94.13	4.90%	15.53%	21.92%	0.00%	35.78%	21.87%	100%	4.90	15.53	21.92	0.00	35.78	21.87	100
NUCLEOLO	f	10.16	24.29	29.43	0.00	20.63	9.62	94.13	10.80%	25.81%	31.26%	0.00%	21.91%	10.21%	100%	10.80	25.81	31.26	0.00	21.91	10.21	100
NUCLEOLO PER CAPITA	f	0.00	21.02	28.40	0.00	37.07	7.64	94.13	0.00%	22.33%	30.17%	0.00%	39.38%	8.12%	100%	0.00	22.33	30.17	0.00	39.38	8.12	100
GGDF		2.85	16.71	17.59	0.00	44.43	12.56	94.14	3.03%	17.75%	18.69%	0.00%	47.20%	13.34%	100%	3.03	17.75	18.69	0.00	47.20	13.34	100
PART. MARGINALES		0.00	0.00	13.42	0.00	62.93	17.78	94.13	0.00%	0.00%	14.26%	0.00%	66.85%	18.89%	100%	0.00	0.00	14.26	0.00	66.85	18.89	100
PART. MEDIAS		0.00	0.00	0.00	0.00	83.31	10.87	94.18	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	88.46%	11.54%	100%	0.00	0.00	0.00	0.00	88.46	11.54	100
Linea 78		120																				
SHAPLEY VALUE	f	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	120.00	120.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	100%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	120.00	120
SCRB	f	1.56	0.00	0.00	0.00	0.00	118.44	120.00	1.30%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	98.70%	100%	1.56	0.00	0.00	0.00	0.00	118.44	120
NUCLEOLO	f	47.13	0.00	0.00	32.65	0.00	40.22	120.00	39.27%	0.00%	0.00%	27.21%	0.00%	33.51%	100%	47.13	0.00	0.00	32.65	0.00	40.22	120
NUCLEOLO PER CAPITA	f	12.43	12.43	12.43	12.43	12.43	57.86	120.00	10.36%	10.36%	10.36%	10.36%	10.36%	48.22%	100%	12.43	12.43	12.43	12.43	12.43	57.86	120
GGDF		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	120.00	120.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	100%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	120.00	120
PART. MARGINALES		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	120.00	120.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	100%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	120.00	120
PART. MEDIAS		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	120.00	120.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	100%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	120.00	120

Anexo H: Función Característica y Asignación de Costos por Línea para el Sistema Interconectado Central Chileno, cuando los Consumidores son Considerados como Agentes de los Juegos Cooperativos

Tabla H.1: Función característica para cada línea

Valores [Línea 1-2]

$\{\{\}, 0\}, \{\{2\}, 90.\}, \{\{3\}, 150.\}, \{\{4\}, 150.\}, \{\{6\}, 100.\}, \{\{7\}, 150.\}, \{\{8\}, 0.\},$
 $\{\{2, 3\}, 150.\}, \{\{2, 4\}, 150.\}, \{\{2, 6\}, 150.\}, \{\{2, 7\}, 150.\}, \{\{2, 8\}, 150.\},$
 $\{\{3, 4\}, 150.\}, \{\{3, 6\}, 150.\}, \{\{3, 7\}, 150.\}, \{\{3, 8\}, 150.\}, \{\{4, 6\}, 150.\},$
 $\{\{4, 7\}, 150.\}, \{\{4, 8\}, 150.\}, \{\{6, 7\}, 150.\}, \{\{6, 8\}, 150.\}, \{\{7, 8\}, 150.\},$
 $\{\{2, 3, 4\}, 150.\}, \{\{2, 3, 6\}, 150.\}, \{\{2, 3, 7\}, 150.\}, \{\{2, 3, 8\}, 150.\}, \{\{2, 4, 6\}, 150.\},$
 $\{\{2, 4, 7\}, 150.\}, \{\{2, 4, 8\}, 150.\}, \{\{2, 6, 7\}, 150.\}, \{\{2, 6, 8\}, 150.\}, \{\{2, 7, 8\}, 150.\},$
 $\{\{3, 4, 6\}, 150.\}, \{\{3, 4, 7\}, 150.\}, \{\{3, 4, 8\}, 150.\}, \{\{3, 6, 7\}, 150.\}, \{\{3, 6, 8\}, 150.\},$
 $\{\{3, 7, 8\}, 150.\}, \{\{4, 6, 7\}, 150.\}, \{\{4, 6, 8\}, 150.\}, \{\{4, 7, 8\}, 150.\}, \{\{6, 7, 8\}, 150.\},$
 $\{\{2, 3, 4, 6\}, 150.\}, \{\{2, 3, 4, 7\}, 150.\}, \{\{2, 3, 4, 8\}, 150.\}, \{\{2, 3, 6, 7\}, 150.\},$
 $\{\{2, 3, 6, 8\}, 150.\}, \{\{2, 3, 7, 8\}, 150.\}, \{\{2, 4, 6, 7\}, 150.\}, \{\{2, 4, 6, 8\}, 150.\},$
 $\{\{2, 4, 7, 8\}, 150.\}, \{\{2, 6, 7, 8\}, 150.\}, \{\{3, 4, 6, 7\}, 150.\}, \{\{3, 4, 6, 8\}, 150.\},$
 $\{\{3, 4, 7, 8\}, 150.\}, \{\{3, 6, 7, 8\}, 150.\}, \{\{4, 6, 7, 8\}, 150.\}, \{\{2, 3, 4, 6, 7\}, 150.\},$
 $\{\{2, 3, 4, 6, 8\}, 150.\}, \{\{2, 3, 4, 7, 8\}, 150.\}, \{\{2, 3, 6, 7, 8\}, 150.\},$
 $\{\{2, 4, 6, 7, 8\}, 150.\}, \{\{3, 4, 6, 7, 8\}, 150.\}, \{\{2, 3, 4, 6, 7, 8\}, 150.\}$

Valores [Línea 2-3]

$\{\{\}, 0\}, \{\{2\}, 260.\}, \{\{3\}, 150.\}, \{\{4\}, 150.\}, \{\{6\}, 100.\}, \{\{7\}, 150.\}, \{\{8\}, 0.\},$
 $\{\{2, 3\}, 200.\}, \{\{2, 4\}, 200.\}, \{\{2, 6\}, 200.\}, \{\{2, 7\}, 200.\}, \{\{2, 8\}, 200.\},$
 $\{\{3, 4\}, 150.\}, \{\{3, 6\}, 150.\}, \{\{3, 7\}, 150.\}, \{\{3, 8\}, 150.\}, \{\{4, 6\}, 150.\},$
 $\{\{4, 7\}, 150.\}, \{\{4, 8\}, 150.\}, \{\{6, 7\}, 150.\}, \{\{6, 8\}, 150.\}, \{\{7, 8\}, 150.\},$
 $\{\{2, 3, 4\}, 200.\}, \{\{2, 3, 6\}, 200.\}, \{\{2, 3, 7\}, 200.\}, \{\{2, 3, 8\}, 200.\}, \{\{2, 4, 6\}, 200.\},$
 $\{\{2, 4, 7\}, 200.\}, \{\{2, 4, 8\}, 200.\}, \{\{2, 6, 7\}, 200.\}, \{\{2, 6, 8\}, 200.\}, \{\{2, 7, 8\}, 200.\},$
 $\{\{3, 4, 6\}, 150.\}, \{\{3, 4, 7\}, 150.\}, \{\{3, 4, 8\}, 150.\}, \{\{3, 6, 7\}, 150.\}, \{\{3, 6, 8\}, 150.\},$
 $\{\{3, 7, 8\}, 150.\}, \{\{4, 6, 7\}, 150.\}, \{\{4, 6, 8\}, 150.\}, \{\{4, 7, 8\}, 150.\}, \{\{6, 7, 8\}, 150.\},$
 $\{\{2, 3, 4, 6\}, 200.\}, \{\{2, 3, 4, 7\}, 200.\}, \{\{2, 3, 4, 8\}, 200.\}, \{\{2, 3, 6, 7\}, 200.\},$
 $\{\{2, 3, 6, 8\}, 200.\}, \{\{2, 3, 7, 8\}, 200.\}, \{\{2, 4, 6, 7\}, 200.\}, \{\{2, 4, 6, 8\}, 200.\},$
 $\{\{2, 4, 7, 8\}, 200.\}, \{\{2, 6, 7, 8\}, 200.\}, \{\{3, 4, 6, 7\}, 150.\}, \{\{3, 4, 6, 8\}, 150.\},$
 $\{\{3, 4, 7, 8\}, 150.\}, \{\{3, 6, 7, 8\}, 150.\}, \{\{4, 6, 7, 8\}, 150.\}, \{\{2, 3, 4, 6, 7\}, 200.\},$
 $\{\{2, 3, 4, 6, 8\}, 200.\}, \{\{2, 3, 4, 7, 8\}, 200.\}, \{\{2, 3, 6, 7, 8\}, 200.\},$
 $\{\{2, 4, 6, 7, 8\}, 200.\}, \{\{3, 4, 6, 7, 8\}, 150.\}, \{\{2, 3, 4, 6, 7, 8\}, 200.\}$

Valores [Línea 3-4]

$\{\{\}, 0\}$, $\{\{2\}, 5.13992 \times 10^{-13}\}$, $\{\{3\}, 0.\}$, $\{\{4\}, 1100.\}$, $\{\{6\}, 0.\}$, $\{\{7\}, 0.\}$, $\{\{8\}, 0.\}$,
 $\{\{2, 3\}, 0.\}$, $\{\{2, 4\}, 1100.\}$, $\{\{2, 6\}, 0.\}$, $\{\{2, 7\}, 0.\}$, $\{\{2, 8\}, 0.\}$, $\{\{3, 4\}, 1100.\}$,
 $\{\{3, 6\}, 2.56996 \times 10^{-13}\}$, $\{\{3, 7\}, 0.\}$, $\{\{3, 8\}, 0.\}$, $\{\{4, 6\}, 1100.\}$, $\{\{4, 7\}, 1100.\}$,
 $\{\{4, 8\}, 1100.\}$, $\{\{6, 7\}, 0.\}$, $\{\{6, 8\}, 0.\}$, $\{\{7, 8\}, 0.\}$, $\{\{2, 3, 4\}, 1100.\}$, $\{\{2, 3, 6\}, 0.\}$,
 $\{\{2, 3, 7\}, 0.\}$, $\{\{2, 3, 8\}, 0.\}$, $\{\{2, 4, 6\}, 1100.\}$, $\{\{2, 4, 7\}, 1100.\}$, $\{\{2, 4, 8\}, 1100.\}$,
 $\{\{2, 6, 7\}, 0.\}$, $\{\{2, 6, 8\}, 0.\}$, $\{\{2, 7, 8\}, 0.\}$, $\{\{3, 4, 6\}, 1100.\}$, $\{\{3, 4, 7\}, 1100.\}$,
 $\{\{3, 4, 8\}, 1100.\}$, $\{\{3, 6, 7\}, 2.56996 \times 10^{-13}\}$, $\{\{3, 6, 8\}, 0.\}$, $\{\{3, 7, 8\}, 2.56996 \times 10^{-13}\}$,
 $\{\{4, 6, 7\}, 1100.\}$, $\{\{4, 6, 8\}, 1100.\}$, $\{\{4, 7, 8\}, 1100.\}$, $\{\{6, 7, 8\}, 0.\}$,
 $\{\{2, 3, 4, 6\}, 1100.\}$, $\{\{2, 3, 4, 7\}, 1100.\}$, $\{\{2, 3, 4, 8\}, 1100.\}$, $\{\{2, 3, 6, 7\}, 0.\}$,
 $\{\{2, 3, 6, 8\}, 0.\}$, $\{\{2, 3, 7, 8\}, 0.\}$, $\{\{2, 4, 6, 7\}, 1100.\}$, $\{\{2, 4, 6, 8\}, 1100.\}$,
 $\{\{2, 4, 7, 8\}, 1100.\}$, $\{\{2, 6, 7, 8\}, 0.\}$, $\{\{3, 4, 6, 7\}, 1100.\}$, $\{\{3, 4, 6, 8\}, 1100.\}$,
 $\{\{3, 4, 7, 8\}, 1100.\}$, $\{\{3, 6, 7, 8\}, 0.\}$, $\{\{4, 6, 7, 8\}, 1100.\}$, $\{\{2, 3, 4, 6, 7\}, 1100.\}$,
 $\{\{2, 3, 4, 6, 8\}, 1100.\}$, $\{\{2, 3, 4, 7, 8\}, 1100.\}$, $\{\{2, 3, 6, 7, 8\}, 0.\}$,
 $\{\{2, 4, 6, 7, 8\}, 1100.\}$, $\{\{3, 4, 6, 7, 8\}, 1100.\}$, $\{\{2, 3, 4, 6, 7, 8\}, 1100.\}$

Valores [Línea 3-5]

$\{\{\}, 0\}$, $\{\{2\}, 239.458\}$, $\{\{3\}, 402.767\}$, $\{\{4\}, 794.568\}$, $\{\{6\}, 29.4897\}$, $\{\{7\}, 165.169\}$,
 $\{\{8\}, 0.\}$, $\{\{2, 3\}, 736.085\}$, $\{\{2, 4\}, 1129.27\}$, $\{\{2, 6\}, 204.464\}$, $\{\{2, 7\}, 89.8572\}$,
 $\{\{2, 8\}, 157.179\}$, $\{\{3, 4\}, 1442.41\}$, $\{\{3, 6\}, 535.864\}$, $\{\{3, 7\}, 421.257\}$,
 $\{\{3, 8\}, 402.458\}$, $\{\{4, 6\}, 928.511\}$, $\{\{4, 7\}, 806.922\}$, $\{\{4, 8\}, 802.087\}$,
 $\{\{6, 7\}, 110.365\}$, $\{\{6, 8\}, 46.9573\}$, $\{\{7, 8\}, 212.454\}$, $\{\{2, 3, 4\}, 1764.76\}$,
 $\{\{2, 3, 6\}, 873.251\}$, $\{\{2, 3, 7\}, 751.662\}$, $\{\{2, 3, 8\}, 743.605\}$, $\{\{2, 4, 6\}, 1250.86\}$,
 $\{\{2, 4, 7\}, 1129.27\}$, $\{\{2, 4, 8\}, 1129.27\}$, $\{\{2, 6, 7\}, 230.783\}$, $\{\{2, 6, 8\}, 211.983\}$,
 $\{\{2, 7, 8\}, 97.3769\}$, $\{\{3, 4, 6\}, 1564.\}$, $\{\{3, 4, 7\}, 1414.78\}$, $\{\{3, 4, 8\}, 1442.41\}$,
 $\{\{3, 6, 7\}, 550.903\}$, $\{\{3, 6, 8\}, 543.383\}$, $\{\{3, 7, 8\}, 428.777\}$, $\{\{4, 6, 7\}, 928.511\}$,
 $\{\{4, 6, 8\}, 928.511\}$, $\{\{4, 7, 8\}, 806.922\}$, $\{\{6, 7, 8\}, 102.845\}$, $\{\{2, 3, 4, 6\}, 1656.1\}$,
 $\{\{2, 3, 4, 7\}, 1414.78\}$, $\{\{2, 3, 4, 8\}, 1737.13\}$, $\{\{2, 3, 6, 7\}, 873.251\}$,
 $\{\{2, 3, 6, 8\}, 873.251\}$, $\{\{2, 3, 7, 8\}, 751.662\}$, $\{\{2, 4, 6, 7\}, 1204.81\}$,
 $\{\{2, 4, 6, 8\}, 1250.86\}$, $\{\{2, 4, 7, 8\}, 1129.27\}$, $\{\{2, 6, 7, 8\}, 237.765\}$,
 $\{\{3, 4, 6, 7\}, 1204.81\}$, $\{\{3, 4, 6, 8\}, 1527.16\}$, $\{\{3, 4, 7, 8\}, 1285.84\}$,
 $\{\{3, 6, 7, 8\}, 550.903\}$, $\{\{4, 6, 7, 8\}, 928.511\}$, $\{\{2, 3, 4, 6, 7\}, 1204.81\}$,
 $\{\{2, 3, 4, 6, 8\}, 1527.16\}$, $\{\{2, 3, 4, 7, 8\}, 1285.84\}$, $\{\{2, 3, 6, 7, 8\}, 873.251\}$,
 $\{\{2, 4, 6, 7, 8\}, 1075.87\}$, $\{\{3, 4, 6, 7, 8\}, 1075.87\}$, $\{\{2, 3, 4, 6, 7, 8\}, 1075.87\}$

Valores [Línea 3-6]

{{{}}, 0}, {{2}, 20.5416}, {{3}, 137.233}, {{4}, 155.432}, {{6}, 129.49}, {{7}, 15.1689},
 {{8}, 0.}, {{2, 3}, 153.915}, {{2, 4}, 170.731}, {{2, 6}, 4.46362}, {{2, 7}, 110.143},
 {{2, 8}, 42.821}, {{3, 4}, 197.593}, {{3, 6}, 4.13629}, {{3, 7}, 118.743},
 {{3, 8}, 137.542}, {{4, 6}, 21.4894}, {{4, 7}, 143.078}, {{4, 8}, 147.913},
 {{6, 7}, 39.6355}, {{6, 8}, 103.043}, {{7, 8}, 62.4535}, {{2, 3, 4}, 225.245},
 {{2, 3, 6}, 16.749}, {{2, 3, 7}, 138.338}, {{2, 3, 8}, 146.395}, {{2, 4, 6}, 49.1415},
 {{2, 4, 7}, 170.731}, {{2, 4, 8}, 170.731}, {{2, 6, 7}, 30.7826}, {{2, 6, 8}, 11.9833},
 {{2, 7, 8}, 102.623}, {{3, 4, 6}, 76.0036}, {{3, 4, 7}, 195.222}, {{3, 4, 8}, 197.593},
 {{3, 6, 7}, 10.9031}, {{3, 6, 8}, 3.38343}, {{3, 7, 8}, 111.223}, {{4, 6, 7}, 21.4894},
 {{4, 6, 8}, 21.4894}, {{4, 7, 8}, 143.078}, {{6, 7, 8}, 47.1552}, {{2, 3, 4, 6}, 83.9042},
 {{2, 3, 4, 7}, 195.222}, {{2, 3, 4, 8}, 222.875}, {{2, 3, 6, 7}, 16.749},
 {{2, 3, 6, 8}, 16.749}, {{2, 3, 7, 8}, 138.338}, {{2, 4, 6, 7}, 45.1912},
 {{2, 4, 6, 8}, 49.1415}, {{2, 4, 7, 8}, 170.731}, {{2, 6, 7, 8}, 37.7652},
 {{3, 4, 6, 7}, 45.1912}, {{3, 4, 6, 8}, 72.8433}, {{3, 4, 7, 8}, 184.162},
 {{3, 6, 7, 8}, 10.9031}, {{4, 6, 7, 8}, 21.4894}, {{2, 3, 4, 6, 7}, 45.1912},
 {{2, 3, 4, 6, 8}, 72.8433}, {{2, 3, 4, 7, 8}, 184.162}, {{2, 3, 6, 7, 8}, 16.749},
 {{2, 4, 6, 7, 8}, 34.1303}, {{3, 4, 6, 7, 8}, 34.1303}, {{2, 3, 4, 6, 7, 8}, 34.1303}

Valores [Línea 5-7]

{{{}}, 0}, {{2}, 239.458}, {{3}, 402.767}, {{4}, 404.568}, {{6}, 29.4897}, {{7}, 165.169},
 {{8}, 0.}, {{2, 3}, 406.085}, {{2, 4}, 509.269}, {{2, 6}, 204.464}, {{2, 7}, 40.1428},
 {{2, 8}, 157.179}, {{3, 4}, 822.407}, {{3, 6}, 195.864}, {{3, 7}, 48.7427},
 {{3, 8}, 282.458}, {{4, 6}, 308.511}, {{4, 7}, 186.922}, {{4, 8}, 272.087},
 {{6, 7}, 250.365}, {{6, 8}, 46.9573}, {{7, 8}, 212.454}, {{2, 3, 4}, 1144.76},
 {{2, 3, 6}, 253.251}, {{2, 3, 7}, 131.662}, {{2, 3, 8}, 273.605}, {{2, 4, 6}, 630.859},
 {{2, 4, 7}, 509.269}, {{2, 4, 8}, 509.269}, {{2, 6, 7}, 259.217}, {{2, 6, 8}, 71.9833},
 {{2, 7, 8}, 172.623}, {{3, 4, 6}, 943.996}, {{3, 4, 7}, 794.778}, {{3, 4, 8}, 822.407},
 {{3, 6, 7}, 69.0969}, {{3, 6, 8}, 63.3834}, {{3, 7, 8}, 181.223}, {{4, 6, 7}, 308.511},
 {{4, 6, 8}, 308.511}, {{4, 7, 8}, 186.922}, {{6, 7, 8}, 382.845}, {{2, 3, 4, 6}, 1036.1},
 {{2, 3, 4, 7}, 794.778}, {{2, 3, 4, 8}, 1117.13}, {{2, 3, 6, 7}, 253.251},
 {{2, 3, 6, 8}, 253.251}, {{2, 3, 7, 8}, 131.662}, {{2, 4, 6, 7}, 584.809},
 {{2, 4, 6, 8}, 630.859}, {{2, 4, 7, 8}, 509.269}, {{2, 6, 7, 8}, 382.235},
 {{3, 4, 6, 7}, 584.809}, {{3, 4, 6, 8}, 907.157}, {{3, 4, 7, 8}, 665.838},
 {{3, 6, 7, 8}, 69.0969}, {{4, 6, 7, 8}, 308.511}, {{2, 3, 4, 6, 7}, 584.809},
 {{2, 3, 4, 6, 8}, 907.157}, {{2, 3, 4, 7, 8}, 665.838}, {{2, 3, 6, 7, 8}, 253.251},
 {{2, 4, 6, 7, 8}, 455.87}, {{3, 4, 6, 7, 8}, 455.87}, {{2, 3, 4, 6, 7, 8}, 455.87}

Valores [Línea 6-7]

{{{}, 0}, {{2}, 20.5416}, {{3}, 142.767}, {{4}, 144.568}, {{6}, 230.51}, {{7}, 64.8311},
 {{8}, 0.}, {{2, 3}, 146.085}, {{2, 4}, 129.269}, {{2, 6}, 55.5364}, {{2, 7}, 189.857},
 {{2, 8}, 37.179}, {{3, 4}, 102.407}, {{3, 6}, 64.1363}, {{3, 7}, 181.257},
 {{3, 8}, 162.458}, {{4, 6}, 81.4894}, {{4, 7}, 156.922}, {{4, 8}, 152.087},
 {{6, 7}, 20.3645}, {{6, 8}, 166.957}, {{7, 8}, 157.546}, {{2, 3, 4}, 74.7552},
 {{2, 3, 6}, 76.749}, {{2, 3, 7}, 161.662}, {{2, 3, 8}, 153.605}, {{2, 4, 6}, 109.141},
 {{2, 4, 7}, 129.269}, {{2, 4, 8}, 129.269}, {{2, 6, 7}, 29.2174}, {{2, 6, 8}, 48.0167},
 {{2, 7, 8}, 197.377}, {{3, 4, 6}, 136.004}, {{3, 4, 7}, 104.778}, {{3, 4, 8}, 102.407},
 {{3, 6, 7}, 49.0969}, {{3, 6, 8}, 56.6166}, {{3, 7, 8}, 188.777}, {{4, 6, 7}, 81.4894},
 {{4, 6, 8}, 81.4894}, {{4, 7, 8}, 156.922}, {{6, 7, 8}, 12.8448}, {{2, 3, 4, 6}, 143.904},
 {{2, 3, 4, 7}, 104.778}, {{2, 3, 4, 8}, 77.1254}, {{2, 3, 6, 7}, 76.749},
 {{2, 3, 6, 8}, 76.749}, {{2, 3, 7, 8}, 161.662}, {{2, 4, 6, 7}, 105.191},
 {{2, 4, 6, 8}, 109.141}, {{2, 4, 7, 8}, 129.269}, {{2, 6, 7, 8}, 22.2348},
 {{3, 4, 6, 7}, 105.191}, {{3, 4, 6, 8}, 132.843}, {{3, 4, 7, 8}, 115.838},
 {{3, 6, 7, 8}, 49.0969}, {{4, 6, 7, 8}, 81.4894}, {{2, 3, 4, 6, 7}, 105.191},
 {{2, 3, 4, 6, 8}, 132.843}, {{2, 3, 4, 7, 8}, 115.838}, {{2, 3, 6, 7, 8}, 76.749},
 {{2, 4, 6, 7, 8}, 94.1303}, {{3, 4, 6, 7, 8}, 94.1303}, {{2, 3, 4, 6, 7, 8}, 94.1303}

Valores [Línea 7-8]

{{{}, 0}, {{2}, 260.}, {{3}, 260.}, {{4}, 260.}, {{6}, 260.}, {{7}, 260.}, {{8}, 0.},
 {{2, 3}, 260.}, {{2, 4}, 260.}, {{2, 6}, 260.}, {{2, 7}, 260.}, {{2, 8}, 120.},
 {{3, 4}, 260.}, {{3, 6}, 260.}, {{3, 7}, 260.}, {{3, 8}, 120.}, {{4, 6}, 260.},
 {{4, 7}, 260.}, {{4, 8}, 120.}, {{6, 7}, 260.}, {{6, 8}, 120.}, {{7, 8}, 120.},
 {{2, 3, 4}, 260.}, {{2, 3, 6}, 260.}, {{2, 3, 7}, 260.}, {{2, 3, 8}, 120.}, {{2, 4, 6}, 260.},
 {{2, 4, 7}, 260.}, {{2, 4, 8}, 120.}, {{2, 6, 7}, 260.}, {{2, 6, 8}, 120.}, {{2, 7, 8}, 120.},
 {{3, 4, 6}, 260.}, {{3, 4, 7}, 260.}, {{3, 4, 8}, 120.}, {{3, 6, 7}, 260.}, {{3, 6, 8}, 120.},
 {{3, 7, 8}, 120.}, {{4, 6, 7}, 260.}, {{4, 6, 8}, 120.}, {{4, 7, 8}, 120.}, {{6, 7, 8}, 120.},
 {{2, 3, 4, 6}, 260.}, {{2, 3, 4, 7}, 260.}, {{2, 3, 4, 8}, 120.}, {{2, 3, 6, 7}, 260.},
 {{2, 3, 6, 8}, 120.}, {{2, 3, 7, 8}, 120.}, {{2, 4, 6, 7}, 260.}, {{2, 4, 6, 8}, 120.},
 {{2, 4, 7, 8}, 120.}, {{2, 6, 7, 8}, 120.}, {{3, 4, 6, 7}, 260.}, {{3, 4, 6, 8}, 120.},
 {{3, 4, 7, 8}, 120.}, {{3, 6, 7, 8}, 120.}, {{4, 6, 7, 8}, 120.}, {{2, 3, 4, 6, 7}, 260.},
 {{2, 3, 4, 6, 8}, 120.}, {{2, 3, 4, 7, 8}, 120.}, {{2, 3, 6, 7, 8}, 120.},
 {{2, 4, 6, 7, 8}, 120.}, {{3, 4, 6, 7, 8}, 120.}, {{2, 3, 4, 6, 7, 8}, 120.}

Tabla H.2: Asignación de costos para cada línea del SIC

		L2	L3	L4	L6	L7	L8	CT	L2	L3	L4	L6	L7	L8	CT	L2	L3	L4	L6	L7	L8	CT
Linea 12		150																				
SHAPLEY VALUE	f	21.67	33.67	33.67	23.67	33.67	3.67	150.00	14.44%	22.44%	22.44%	15.78%	22.44%	2.44%	100%	21.67	33.67	33.67	23.67	33.67	3.67	150
SCRB	t	21.09	35.16	35.16	23.44	35.16	0.00	150.00	14.06%	23.44%	23.44%	15.63%	23.44%	0.00%	100%	21.09	35.16	35.16	23.44	35.16	0.00	150
NUCLEOLO	t	90.00	60.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150.00	60.00%	40.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	90.00	60.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150
NUCLEOLO PER CAPITA	t	90.00	60.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150.00	60.00%	40.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	90.00	60.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150
GLDF		16.77	33.06	52.71	17.25	23.48	6.71	149.97	11.18%	22.04%	35.15%	11.50%	15.65%	4.47%	100%	16.77	33.07	52.72	17.25	23.48	6.71	150
PART. MARGINALES		NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS		150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150.00	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150
BSV		45.00	19.38	19.38	27.50	38.75	0.00	150.00	30.00%	12.92%	12.92%	18.33%	25.83%	0.00%	100%	45.00	19.38	19.38	27.50	38.75	0.00	150
KERNEL		29.47	30.35	30.35	29.47	30.35	0.00	150.00	19.65%	20.23%	20.23%	19.65%	20.23%	0.00%	100%	29.47	30.35	30.35	29.47	30.35	0.00	150
Linea 23		200																				
SHAPLEY VALUE	f	91.51	29.62	29.62	19.63	29.62	0.00	200.00	45.76%	14.81%	14.81%	9.82%	14.81%	0.00%	100%	91.51	29.62	29.62	19.63	29.62	0.00	200
SCRB	t	91.45	29.61	29.61	19.74	29.61	0.00	200.00	45.72%	14.80%	14.80%	9.87%	14.80%	0.00%	100%	91.45	29.61	29.61	19.74	29.61	0.00	200
NUCLEOLO	t	200	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	200.00	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	200
NUCLEOLO PER CAPITA	t	100	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	200.00	50.00%	0.00%	0.00%	50.00%	0.00%	0.00%	100%	100.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	200
GLDF		200	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	200.00	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	200
PART. MARGINALES		200	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	200.00	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	200
PART. MEDIAS		20.1	69.35	110.55	0.00	0.00	0.00	200.00	10.05%	34.68%	55.28%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	20.10	69.35	110.55	0.00	0.00	0.00	200
BSV		85.06	45.98	0	45.98	22.99	0.00	200.00	42.53%	22.99%	0.00%	22.99%	11.49%	0.00%	100%	85.06	45.98	0.00	45.98	22.99	0.00	200
KERNEL		80.35	30.35	30.35	28.59	30.35	0.00	199.99	40.18%	15.18%	15.18%	14.30%	15.18%	0.00%	100%	80.35	30.35	30.35	28.59	30.35	0.00	200
Linea 34		1100																				
SHAPLEY VALUE	f	0.00	0.00	1100.00	0.00	0.00	0.00	1100	0.00%	0.00%	100%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	0.00	0.00	1100.00	0.00	0.00	0.00	1100
SCRB	t	0.00	0.00	1100.00	0.00	0.00	0.00	1100	0.00%	0.00%	100%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	0.00	0.00	1100.00	0.00	0.00	0.00	1100
NUCLEOLO	t	0.00	0.00	1100.00	0.00	0.00	0.00	1100	0.00%	0.00%	100%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	0.00	0.00	1100.00	0.00	0.00	0.00	1100
NUCLEOLO PER CAPITA	t	0.00	0.00	1100.00	0.00	0.00	0.00	1100	0.00%	0.00%	100%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	0.00	0.00	1100.00	0.00	0.00	0.00	1100
GLDF		0.00	0.00	1100.00	0.00	0.00	0.00	1100	0.00%	0.00%	100%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	0.00	0.00	1100.00	0.00	0.00	0.00	1100
PART. MARGINALES		0.00	0.00	1100.00	0.00	0.00	0.00	1100	0.00%	NC	NC	NC	NC	NC	0%	0.00	NC	NC	NC	NC	NC	0
PART. MEDIAS		110.55	381.41	608.04	0.00	0.00	0.00	1100	10.05%	34.67%	55.28%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	110.55	381.41	608.04	0.00	0.00	0.00	1100
BSV		0	0	1100	0.00	0.00	0.00	1100	0.00%	0.00%	100%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	0.00	0.00	1100.00	0.00	0.00	0.00	1100
KERNEL		0	0	1100	0.00	0.00	0.00	1100	0.00%	0.00%	100%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	0.00	0.00	1100.00	0.00	0.00	0.00	1100
Linea 35		1100																				
SHAPLEY VALUE	t	145.83	314.47	615.58	0.00	0.00	0.00	1075.87	13.55%	29.23%	57.22%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	149.10	321.52	629.38	0.00	0.00	0.00	1100
SCRB	f	169.61	285.29	610.74	0.00	10.23	0.00	1075.87	15.77%	26.52%	56.77%	0.00%	0.95%	0.00%	100%	173.42	291.69	624.44	0.00	10.46	0.00	1100
NUCLEOLO	t	89.86	191.45	794.57	0.00	0.00	0.00	1075.87	8.35%	17.79%	73.85%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	91.87	195.74	812.39	0.00	0.00	0.00	1100
NUCLEOLO PER CAPITA	t	89.86	191.45	794.57	0.00	0.00	0.00	1075.87	8.35%	17.79%	73.85%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	91.87	195.74	812.39	0.00	0.00	0.00	1100
GLDF		175.37	345.68	551.06	3.87	0.00	0.00	1075.98	16.30%	32.13%	51.21%	0.36%	0.00%	0.00%	100%	179.28	353.39	563.36	3.96	0.00	0.00	1100
PART. MARGINALES		NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS		108.01	373.02	594.67	0.00	0.00	0.00	1075.70	10.04%	34.68%	55.28%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	110.45	381.45	608.10	0.00	0.00	0.00	1100
BSV		82.06	402.56	794.47	29.49	7.78	0.00	1316.37	6.23%	30.58%	60.35%	2.24%	0.59%	0.00%	100%	68.57	336.40	663.89	24.64	6.50	0.00	1100
KERNEL		145.39	294.11	552.07	20.49	0.00	62.94	1075.00	13.52%	27.36%	51.35%	1.91%	0.00%	5.86%	100%	148.77	300.95	564.90	20.97	0.00	64.41	1100

		L2	L3	L4	L6	L7	L8	CT	L2	L3	L4	L6	L7	L8	CT	L2	L3	L4	L6	L7	L8	CT
Linea 36		50																				
SHAPLEY VALUE	t	2.84	12.53	18.76	0.00	0.00	0.00	34.13	8.33%	36.72%	54.96%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	4.16	18.36	27.48	0.00	0.00	0.00	50
SCRB	t	2.02	13.49	18.62	0.00	0.00	0.00	34.13	5.92%	39.52%	54.56%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	2.96	19.76	27.28	0.00	0.00	0.00	50
NUCLEOLO	f	6.06	4.98	23.09	0.00	0.00	0.00	34.13	17.76%	14.60%	67.64%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	8.88	7.30	33.82	0.00	0.00	0.00	50
NUCLEOLO PER CAPITA	f	6.59	4.98	16.85	0.00	5.71	0.00	34.13	19.32%	14.60%	49.37%	0.00%	16.72%	0.00%	100%	9.66	7.30	24.68	0.00	8.36	0.00	50
GLDF		5.58	11.00	17.54	0.00	0.00	0.00	34.13	16.36%	32.24%	51.40%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	8.18	16.12	25.70	0.00	0.00	0.00	50
PART. MARGINALES		NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS		0.30	1.03	1.64	31.22	0.00	0.00	34.19	0.88%	3.01%	4.80%	91.31%	0.00%	0.00%	100%	0.44	1.51	2.40	45.66	0.00	0.00	50
BSV		2.89	31.25	0.00	0.00	0.00	0.00	34.14	8.47%	91.53%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	4.24	45.76	0.00	0.00	0.00	0.00	50
KERNEL		2.24	14.06	17.86	0.00	0.00	0.00	34.16	6.57%	41.15%	52.28%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	3.29	20.58	26.14	0.00	0.00	0.00	50
Linea 57		450																				
SHAPLEY VALUE	f	74.79	131.91	249.17	0.00	0.00	0.00	455.87	16.41%	28.94%	54.66%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	73.83	130.21	245.96	0.00	0.00	0.00	450
SCRB	f	91.02	153.09	211.76	0.00	0.00	0.00	455.87	19.97%	33.58%	46.45%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	89.85	151.12	209.03	0.00	0.00	0.00	450
NUCLEOLO	f	95.28	86.68	242.06	31.84	0.00	0.00	455.87	20.90%	19.01%	53.10%	6.98%	0.00%	0.00%	100%	94.06	85.57	238.95	31.43	0.00	0.00	450
NUCLEOLO PER CAPITA	f	97.87	74.59	248.11	35.30	0.00	0.00	455.87	21.47%	16.36%	54.43%	7.74%	0.00%	0.00%	100%	96.61	73.63	244.97	34.85	0.00	0.00	450
GLDF		74.58	146.97	234.32	0.00	0.00	0.00	455.87	16.36%	32.24%	51.40%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	73.62	145.08	231.30	0.00	0.00	0.00	450
PART. MARGINALES		NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS		20.44	70.51	112.41	37.70	214.76	0.00	455.82	4.48%	15.47%	24.66%	8.27%	47.12%	0.00%	100%	20.18	69.61	110.97	37.22	212.02	0.00	450
BSV		80.02	51.65	272.13	29.49	0.00	0.00	433.29	18.47%	11.92%	62.81%	6.81%	0.00%	0.00%	100%	83.11	53.64	282.63	30.63	0.00	0.00	450
KERNEL		67.49	64.18	296.05	12.46	0.00	0.00	440.18	15.33%	14.58%	67.26%	2.83%	0.00%	0.00%	100%	69.00	65.61	302.65	12.74	0.00	0.00	450
Linea 67		100																				
SHAPLEY VALUE	f	2.27	33.31	38.51	11.95	8.09	0.00	94.13	2.41%	35.39%	40.91%	12.69%	8.60%	0.00%	100%	2.41	35.39	40.91	12.69	8.60	0.00	100
SCRB	f	3.69	25.67	36.73	28.04	0.00	0.00	94.13	3.92%	27.27%	39.02%	29.79%	0.00%	0.00%	100%	3.92	27.27	39.02	29.79	0.00	0.00	100
NUCLEOLO	f	9.39	36.25	32.38	13.74	0.00	2.37	94.13	9.98%	38.51%	34.40%	14.60%	0.00%	2.52%	100%	9.98	38.51	34.40	14.60	0.00	2.52	100
NUCLEOLO PER CAPITA	f	8.30	2.16	67.56	16.11	0.00	0.00	94.13	8.82%	2.30%	71.77%	17.11%	0.00%	0.00%	100%	8.82	2.30	71.77	17.11	0.00	0.00	100
GLDF		0.00	0.00	0.00	94.13	0.00	0.00	94.13	0.00%	0.00%	0.00%	100%	0.00%	0.00%	100%	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	100
PART. MARGINALES		0.00	0.00	0.00	94.13	0.00	0.00	94.13	0.00%	0.00%	0.00%	100%	0.00%	0.00%	100%	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	100
PART. MEDIAS		4.22	14.57	23.23	7.79	44.37	0.00	94.18	4.48%	15.47%	24.67%	8.27%	47.11%	0.00%	100%	4.48	15.47	24.67	8.27	47.11	0.00	100
BSV		4.89	0.00	61.07	28.18	0.00	0.00	94.14	5.19%	0.00%	64.87%	29.93%	0.00%	0.00%	100%	5.19	0.00	64.87	29.93	0.00	0.00	100
KERNEL		6.61	40.41	18.77	7.46	20.87	0.00	94.13	7.03%	42.93%	19.94%	7.93%	22.17%	0.00%	100%	7.03	42.93	19.94	7.93	22.17	0.00	100
Linea 78		120																				
SHAPLEY VALUE	t	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	0.00	120.00	20.00%	20.00%	20%	20.00%	20.00%	0.00%	100%	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	0.00	120
SCRB	t	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	0.00	120.00	20.00%	20.00%	20%	20.00%	20.00%	0.00%	100%	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	0.00	120
NUCLEOLO	t	120.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	120.00	100.00%	0.00%	0%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	120.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	120
NUCLEOLO PER CAPITA	t	120.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	120.00	100.00%	0.00%	0%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	120.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	120
GLDF		14.05	27.70	44.15	14.45	19.67	0.00	120.01	11.71%	23.08%	36.79%	12.04%	16.39%	0.00%	100%	14.05	27.69	44.14	14.45	19.67	0.00	120
PART. MARGINALES		NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
PART. MEDIAS		2.48	8.57	13.66	4.58	26.09	64.62	120.00	2.07%	7.14%	11.38%	3.82%	21.74%	53.85%	100%	2.48	8.57	13.66	4.58	26.09	64.62	120
BSV		30.00	30.00	30.00	15.00	15.00	0.00	120.00	25.00%	25.00%	25%	12.50%	12.50%	0.00%	100%	30.00	30.00	30.00	15.00	15.00	0.00	120
KERNEL		24.27	24.27	24.27	23.61	23.61	0.00	120.02	20.22%	20.22%	20.22%	19.67%	19.67%	0.00%	100%	24.26	24.26	24.26	23.61	23.61	0.00	120