



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

ANALISIS COMPARATIVO DE LA GOBERNABILIDAD DE MERCADOS DE GENERACION ELECTRICA

CRISTIAN ALBERTO ALVAREZ ARRIAGADA

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

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK V.D.W.

Santiago de Chile, 1998



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

ANALISIS COMPARATIVO DE LA GOBERNABILIDAD DE MERCADOS DE GENERACION ELECTRICA

CRISTIAN ALBERTO ALVAREZ ARRIAGADA

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK V.D.W.

NICOLAS MAJLUF S.

ANDRES ALONSO R.

JOAQUIN DE CEA C.

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

Santiago de Chile, 1998

Dedicada a mi Mamá que me apoyo desde cerca y a mi Papá que me iluminó desde el cielo.

AGRADECIMIENTOS

Mis sinceros agradecimientos por la colaboración, estímulo y crítica constructiva a todos quienes, de alguna forma participaron, en alguna forma en la realización del presente trabajo.

De manera muy especial quiero agradecer al Profesor Hugh Rudnick por su constante apoyo, guía y dedicación a esta tesis. De igual forma quiero agradecer el apoyo y discusión de María Luisa Rajevic, Karen Tapia, Juan Zolezzi y Patricio Molina, ya que sin sus valiosos comentarios este trabajo no sería lo que es.

Deseo agradecer a las personas de las empresas eléctricas que con sus aportes construyeron los aspectos fundamentales de este trabajo: Rodrigo Quinteros y Jose Pedro Prina de Gener S.A., Patricio Caro de Endesa, Eduardo Ricke y Carlos Bencke de Colbún, Pedro Cornejo del Ministerio de Economía, Osvaldo Ledesma de Central Puerto Argentina, Rafael Fernandez y Rigoberto Mejía de Perez Companc, Ramón Sanz, Mario Manucci, Patricio Murphy y Gabriel Dumani de CAMMESA, Jorge Rauber de Hidroeléctrica el Chocón y Ruy Varela de Consultora Sigla.

Finalmente se agradece el apoyo del proyecto Fondecyt 1980813 y de Endesa a través de su Unidad de investigación y Desarrollo en la Universidad Católica de Chile.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
INDICE DE TABLAS.....	ix
INDICE DE FIGURAS	x
RESUMEN.....	xii
ABSTRACT	xiii
I. Introducción	1
1.1 Diferencias entre Regulación y Gobernabilidad.....	1
1.2 Definición de Términos.....	3
1.3 Pautas de Evaluación Sistemas de Gobernabilidad.....	5
1.4 Estructura de la Tesis.....	7
II. Esquemas de Organización en la Industria Eléctrica	8
2.1 Objetivos de la Coordinación	8
2.1.1 Coordinación Física	9
2.1.2 Coordinación Económica.....	10
2.3 Alternativas de Organización del Mercado Eléctrico.....	11
2.3.1 Sistema Eléctrico Integrado Verticalmente.....	13
2.3.2 Modelo Poolco	15
2.3.3 Modelo ISO-PX	20
2.4 Tipo de Ofertas en el Mercado	26
2.5 Pagos por Potencia	29
2.6 Modelo de toma de decisiones de operación de un mercado eléctrico.....	31
2.6.1 Programación de Largo Plazo	31
2.6.2 Programación de Mediano Plazo	32
2.6.3 Programación de Corto Plazo.....	32
2.6.4 Operación en Tiempo Real.....	33

III.	Estructura del Organismo Encargado del Despacho (OED).....	35
3.1	Funciones.....	36
3.1.1	Bolsa de Energía	36
3.1.2	Operación en Tiempo Real.....	37
3.1.3	Estudios del Sistema Eléctrico.....	37
3.2	Directorio.....	39
3.2.1	Intereses de los Participantes	41
3.2.2	Diferentes Formas de Organización del Directorio.....	45
3.2.3	Formas de Representación en el Directorio	53
3.2.4	Toma de Decisiones al interior del directorio.....	55
3.3	Infraestructura del OED.....	58
3.3.1	Personal del OED.....	58
3.3.2	Financiamiento.....	58
IV.	Marcos Regulatorios	59
4.1	Mercado Eléctrico argentino	59
4.1.1	Descripción	59
4.1.2	Organismo Regulador	63
4.1.3	Organismos Contralores.....	65
4.1.4	Organismo Coordinador.....	67
4.1.5	Análisis del Mercado Eléctrico Argentino.....	70
4.2	Mercado Eléctrico Chileno.....	74
4.2.1	Descripción	74
4.2.2	Organismos Reguladores	78
4.2.3	Organismo Contralor.....	80
4.2.4	Organismo Coordinador.....	80
4.2.5	Organismos Antimonopolio.....	82
4.2.6	Características del Mercado Eléctrico chileno.....	83
4.3	Mercado Eléctrico colombiano.....	86
4.3.1	Descripción	86
4.3.2	Organismo Regulador	90
4.3.3	Organismo Contralor.....	93
4.3.2	Organismos de Coordinación.....	94
4.3.3	Análisis del Mercado Eléctrico	99

V.	Comparación de la Gobernabilidad de los tres Sistemas	101
5.1	Introducción.....	101
5.1.1	Objetivos del Banco Mundial	102
5.1.2	Características de los Mercados Analizados	104
5.2	Comparación.....	107
5.2.1	Tipo de Organismo.....	107
5.2.2	Propiedad y Participación en el Organismo Despachador	111
5.2.3	Estructuras de Votación	114
5.2.4	Participación del Ente Regulador en el Organismo Despachador	118
5.2.5	Propiedad del sistema de Transmisión.....	123
5.2.6	Vigilancia y Control del Mercado.....	126
5.2.7	Operatividad del Sistema Judicial.....	130
5.3	Resumen	131
VI.	Indicadores de Mercado	133
6.1	Concentración de Mercado.....	133
6.1.1	Indice Hirschman-Herfindal.....	136
6.1.2	Participación en el Mercado de Contratos	138
6.1.3	Concentración interconexión SIC-SING.....	139
6.2	Evolución del Precio Spot	141
6.3	Mercado de Contratos vs Mercado Spot.....	142
VII.	Resolución de Conflictos	144
7.1	Tipos de Conflictos.....	146
7.2	Fuentes de conflicto.....	148
7.2.1	Definición del costo marginal	150
7.2.2	Fijación de Precios Regulados	151
7.3	Mercado Eléctrico Argentino	153
7.3.1	Pagos y Expansión del Sistema de Transmisión.....	153
7.4	Mercado Eléctrico colombiano.....	155
7.4.1	Conflictos de Mercado	155
7.4.2	Problemas de la Regulación.....	156
7.5	Mercado Eléctrico chileno.....	158
7.5.1	Conflictos en el CDEC.....	161

7.5.2 Solución de Divergencias.....	164
7.5.3 Problemas del Método de Resolución de Conflictos en el CDEC.....	169
VIII. Conclusiones y Proposiciones Mejoramiento CDEC-Chile.....	174
8.1 Control del Organismo Encargado del Despacho (OED).....	178
8.2 Transparencia del Mercado	180
8.3 Niveles de Confiabilidad en el Sistema.....	181
8.4 Transparencia del Proceso de Toma de Decisiones.....	182
8.5 Tiempo de Cambio de las reglas	184
8.6 Costo de la Gobernabilidad	186
8.7 Mecanismos de Regulación y Control del Mercado Adecuados.....	188
BIBLIOGRAFIA.....	190
A N E X O S.....	195
Anexo A : Cifras Mercados Eléctricos.....	196
Anexo B : Sistema de Transmisión.....	203
Anexo C : Casos Comisión Antimonopolio.....	208
Anexo D: Modificaciones en Curso al Sistema Chileno.....	210

INDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Ventajas y desventajas diferentes conformación de directorios.....	52
Tabla 5.1: Cuadro Comparativo OED.....	105
Tabla 5.2 Cumplimiento Objetivos Banco Mundial	131
Tabla 7.1: Principales conflictos Sistemas Eléctricos Sudamericanos.....	149
Tabla 7.2: Principales conflictos Chile.....	158
Tabla 7.3: Número de divergencias SING y SIC.	166
Tabla 7.4: Resoluciones Ministeriales no consideradas nuevas divergencias.....	170
Tabla 7.5: Resoluciones Ministeriales apeladas a los Tribunales de Justicia.....	172
Tabla 8.1 Objetivos Banco Mundial.....	176
Tabla A.1: Participación Empresas Chile MW Instalados.	196
Tabla A.2: Potencia Instalada por Empresa Argentina.....	198
Tabla A.3: Energía Generada por Empresa 1997 Argentina.....	199
Tabla A.4: Participación Potencia Instalada Colombia.....	201

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Sistema Eléctrico Integrado Verticalmente.....	13
Figura 2.2: Esquema Modelo Poolco	15
Figura 2.3:Flujos Monetarios (Chile-Argentina).....	17
Figura 2.4: Intercambios Comerciales Modelo Colombiano	19
Figura 2.5: Modelo ISO-PX	21
Figura 2.6 Servicios Suplementarios.....	22
Figura 2.7 Balances Horarios ISO.....	24
Figura 2.8: Contratos por Diferencia.....	25
Figura 2.9: Tipo de oferta en el Mercado Versus dependencia Hidrológica.....	27
Figura 2.10: Modelo de toma de decisiones.....	34
Figura 3.1: Funciones de un OED	35
Figura 3.2: Actores del Mercado Eléctrico.....	39
Figura 3.3: Directorio OCD integrado solo por generadores	46
Figura 3.4: Directorio distintas clases.	47
Figura 3.5: Directorio de dos filas.....	50
Figura 4.1: Potencia instalada por tipo en Argentina	60
Figura 4.2: Participación en la potencia instalada por empresa en Argentina.....	61
Figura 4.3: Precios spot mensuales Argentina	62
Figura 4.4 Participación en la potencia instalada por empresa en el SING 1996.....	74

Figura 4.5 Participación por empresa en la potencia Instalada en el SIC.	75
Figura 4.6: Relaciones organismos mercado eléctrico chileno	78
Figura 4.7 Participación capacidad instalada Colombia 1997.....	87
Figura 4.8: Sistema de Regulación Colombia.....	90
Figura 4.9: Organismos de coordinación mercado eléctrico colombiano	94
Figura 6.1: Capacidad instalada por grupo económico Chile, SIC (1997).....	133
Figura 6.2: Variación de la Potencia Instalada por grupo Económico	135
Figura 6.3: Índice Hirschman-Herfindahl (HHI).....	136
Figura 6.4: Mercado Contratos Chile	138
Figura 6.5: Participación Potencia Instalada interconexión SIC-SING	139
Figura 6.6: Precios Spot mensuales Chile y Argentina.....	141
Figura 6.7: Mercado Spot vs Contratos en el Sistema argentino.	142
Figura 6.8: Mercado Spot vs Contratos en el Sistema chileno.....	143
Figura 7.1: Sistema de Resolución de Conflictos Chile.....	165
Figura 7.2: Gráfico de divergencias en el CDEC-SIC.....	167
Figura 8.1: Esquema de Resolución de Conflictos.....	187
Figura A.2: Participación Potencia Instalada por grupo Económico.....	197

RESUMEN

El presente trabajo analiza la estructura de tres mercados eléctricos: argentino, chileno y colombiano. Se revisan los marcos regulatorios del sector en los tres países, las instituciones que los componen, las principales ventajas y desventajas de su organización, los conflictos que ocurren al interior de los organismos que administran los sistemas y entre los distintos agentes que participan en el mercado.

Esta tesis orienta su análisis a la gobernabilidad de los Organismos Encargados del Despacho (OED) a la luz del trabajo del Banco Mundial "Governance and Regulation of Power Pools and System Operators An International Comparison" de James Barker, Bernard Tenenbaum y Fiona Woolf.

La necesidad de coordinación de la generación se origina por una serie de características propias del suministro de energía eléctrica: imposibilidad de almacenar cantidades apreciables de energía (lo que implica el seguimiento instantáneo de la demanda), necesidad de mantener niveles de seguridad apropiados para el sistema en general y las ventajas económicas de suministrar a una demanda no coincidente con diferentes fuentes de energía eléctrica (térmica, hidráulica, nuclear). Los OED en los casos analizados cumplen dos funciones en el sistema eléctrico: despacho de la generación y operación física del sistema. Esto se realiza bajo los objetivos de mínimo costo y seguridad del sistema.

Se analiza la conformación del directorio de los OED, la participación del regulador, los sistemas de votación, los mecanismos de resolución de conflictos, y la operatividad del sistema judicial como última instancia de resolución de conflictos.

Este trabajo contribuye con una evaluación del desempeño del organismo encargado de la coordinación del sistema chileno, el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) que realiza las funciones de despachador y operador del sistema chileno, formulando potenciales cambios para mejorar su funcionamiento.

ABSTRACT

The present work analyzes the structure of the Argentinean, Chilean and Colombian electricity markets. It revises the regulatory frameworks of the electricity sectors, institutions that compose them, the main advantages and disadvantages of their organizations, the conflicts that take place within the institutions that administer the systems and among the different agents that participate in the markets.

This thesis orientates its analysis to the governance of the Dispatch Administrations (DA) in the light of the World Bank paper on “Governance and Regulation of Power Pools and System Operators: An International Comparison” by James Barker, Bernard Tenenbaum and Fiona Woolf.

The need for coordination of electricity generation arise from the particular characteristics of electric energy supply: no available technology to store significant volumes of energy (that implies the need for instantaneous load following), the need to maintain adequate security levels at a system level, and the economic advantages in supplying a non coincident load with different energy sources (thermal, hydraulic, nuclear). The DA, in the analyzed cases, play two functions: generation dispatch and system operations. This is done with the objectives of minimum cost in a secure system.

The conformation of the board of the DA is analyzed, the participation of the Regulator, the balloting system, the mechanism of conflict resolution and the operation of the judicial system as the last instance of conflict resolution.

This work contributes with an evaluation of the working of the Chilean coordinating organization, know as Economic Load Dispatch Centre (CDEC). It plays the functions of dispatcher and operator of the main Chilean system. The thesis formulates potential changes of the CDEC in order to improve its operation.

I. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene por objetivo analizar la estructura de los organismos administradores de mercados eléctricos competitivos y como esta impacta en el desempeño de la gestión del mismo y del sistema eléctrico bajo su administración.

Para ello se realiza un estudio comparativo de las diferentes alternativas de gobernabilidad de los sistemas de despacho, mediante un análisis de la estructura de tres sistemas eléctricos: el colombiano, argentino y chileno; analizando el marco regulatorio-legal que los rige, la interrelación entre los participantes y los principales conflictos. El análisis se alimenta también de la extensa y reciente bibliografía internacional respecto al tema.

La falta de un marco conceptual común para el análisis de la gobernabilidad de un mercado competitivo dificulta el estudio, a lo que se suman las características del mercado eléctrico que exigen una operación coordinada de los distintos agentes.

1.1 Diferencias entre Regulación y Gobernabilidad

Se entiende básicamente por regulación, a la estructura legal que define el ámbito, los deberes y derechos para una determinada actividad. Generalmente la función reguladora es llevada a cabo por el Gobierno de un Estado, Provincia o Región, quien bajo la aprobación de un parlamento promulga leyes que definen los alcances de una determinada actividad o función.

El ámbito de la gobernabilidad se centra fundamentalmente en el accionar de los participantes de un determinado grupo, los que se reúnen bajo condiciones de intereses comunes, sean éstos de tipo social o comercial. En el caso de los grupos que interactúan bajo intereses comerciales, se encuentran regidos por las leyes generales del respectivo país (por ejemplo la Constitución, Leyes, Códigos, etc.) y por leyes especiales que regulan directamente el ámbito donde la determinada actividad se realiza.

Gobernabilidad es el proceso por el cual las decisiones son tomadas, implementadas y puestas en vigor [Barker98]. La gobernabilidad interna puede ser un sustituto de la regulación externa. Las cuatro preguntas claves en el diseño de cualquier sistema de gobernabilidad son: ¿Qué decisiones deben ser tomadas? ¿Cómo las decisiones son puestas en práctica? ¿Quién hace esto último? ¿Cómo son resueltas las disputas?

En este trabajo se analiza la estructura organizacional de los mercados eléctricos de tres países de Latinoamérica, que presentan tres modelos con matices diferentes al enfrentar una misma problemática: la organización de mercados competitivos para su industria eléctrica. El alcance del presente trabajo pretende cubrir las principales interacciones entre los diferentes actores de los mercados, comunes para los tres casos, pero que interrelacionan de diferente modo de acuerdo a las diferentes estructuras de mercado existentes.

En [Rudn96a] se enuncian algunas características regulatorias comunes de la mayoría de los mercados eléctricos Sudamericanos:

- Separación explícita del sector eléctrico en generación, transmisión y distribución.
- Competencia a nivel generación con un despacho centralizado.
- Necesidad de obtener concesiones para desarrollar las actividades de transmisión y distribución.
- Licencia para la construcción de plantas hidráulicas, no así para las plantas térmicas.
- Esquemas de acceso abierto a la transmisión, donde el concesionario debe permitir el acceso y uso no discriminatorio de sus sistemas de transmisión.
- Sistema de precios, donde generación y transmisión tienen precios de operación y expansión marginales. La tarificación de la distribución se basa en el costo marginal de expansión del sistema.
- Penalidades aplicadas para estimular un buen servicio.

1.2 Definición de Términos

Algunos de los términos que se utilizan en este trabajo son definidos a continuación:

- **Organismo Encargado del Despacho(OED):** Es aquel organismo encargado de la operación física de los sistemas eléctricos y económica de los mercados de generación respectivos.
- **Operación Física:** Corresponde a aquella función del OED que se refiere al análisis y manejo de las variables eléctricas de un sistema eléctrico. Esta operación se refiere a la confiabilidad y seguridad del suministro. Junto con esto también se destaca el manejo de las restricciones del sistema de transmisión. En la operación física del sistema eléctrico existen las siguientes funciones principales: igualación instantánea de la demanda con la generación, control de voltaje y reactivos, regulación de frecuencia, etc. Esta operación es, en general, consecuencia de la operación económica.
- **Operación Económica:** Corresponde a aquella función relacionada con el uso de las unidades de generación disponibles, comúnmente llamado despacho de las unidades. Las unidades son puestas en funcionamiento para alimentar la demanda del sistema en función de las ofertas o costos que presenten, según modelos que buscan la optimización económica del sistema . Esta operación, en general, se desarrolla en base a una bolsa de energía donde participan los diferentes agentes del mercado. La operación económica puede verse afectada por la operación física.
- **Operación Comercial:** Aquella función relacionada con los intercambios comerciales entre los agentes como consecuencia de la operación económica y física de los sistemas.

- **Pool:** Organismo encargado de la operación económica y comercial del mercado. En un principio organizado sobre la base de acuerdos entre generadores, para compartir reservas de generación y aprovechar la complementariedad de las diferentes tecnologías en uso.

1.3 Pautas de Evaluación Sistemas de Gobernabilidad

El presente trabajo está basado en el estudio “Governance and Regulation of Power Pools and System Operators An International Comparison” de James Barker, Bernard Tenenbaum y Fiona Woolf, del Banco Mundial. En este estudio, se indican los siguientes objetivos para identificar la efectividad de un sistema de gobernabilidad para un mercado eléctrico:

- El Pool y el Operador físico del Sistema no están controlados por un participante o clase de participantes del mercado en particular.
- El mercado es transparente (y entonces, no existe acceso discriminatorio) y eficiente.
- El sistema de transmisión alcanza niveles de confiabilidad esperados.
- El proceso de toma de decisiones es transparente.
- El Pool y sus reglas de operación pueden ser cambiadas en un período de tiempo razonable.
- El costo de la gobernabilidad es minimizado.

Probablemente más de alguien agregaría más objetivos a esta lista. Pero en el transcurso del trabajo se describirán los sistemas y se evaluará el nivel de concordancia con estos objetivos.

Se identificarán los diferentes modelos utilizados en Colombia, Argentina y Chile para los sistemas de despacho. Luego se compararán utilizando diferentes aspectos, como son: forma de alcanzar la independencia, resolución de conflictos, intervención gubernamental, tarifas y otros.

Las desregulaciones de estos sistemas eléctricos comenzaron en Chile en la segunda mitad de la década de los ochenta, continuando con el sistema argentino en 1991 y finalmente el sistema colombiano en 1994. Como es de suponer los modelos argentino y colombiano, tomaron algunos aspectos de la regulación chilena y la mejoraron, fuera de tomar características de otros procesos desregulatorios como el Inglés.

El sistema Norteamericano está comenzando su desregulación con matices distintos a la reestructuración de los sistemas Sudamericanos. Se basa en una doble estructura de Independent System Operator (ISO), encargado de la operación física segura del sistema y Power Exchange (PX), encargado de las transacciones comerciales del mercado eléctrico. La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ha esbozado 11 principios para la definición de los ISO [Hoga98], entre los cuales destacan:

- Las estructuras de gobernabilidad del ISO deben ser construidas de una manera transparente y no discriminatoria.
- El ISO y sus empleados no deben tener intereses financieros en los participantes del mercado
- Un ISO debe proveer acceso abierto al sistema de transmisión
- Un ISO debe tener la primera responsabilidad en asegurar la confiabilidad de corto plazo del sistema.
- Un ISO debe tener el control sobre las operaciones de las instalaciones del sistema de transmisión dentro de su región
- El ISO debe identificar restricciones en el sistema y ser capaz de tomar acciones para aliviar estas restricciones dentro de las reglas de mercado establecidas por su directorio.
- El ISO debe tener incentivos apropiados para un manejo y administración eficientes. Debe procurar los servicios necesarios para esto en un ambiente abierto y competitivo.
- Las políticas de precios del ISO acerca de la transmisión y los servicios secundarios deben promover el uso y la inversión eficientes de la generación, transmisión y consumo.
- El ISO debe hacer pública la información del sistema de transmisión frecuentemente, por medio de una red electrónica de datos.
- El ISO debe desarrollar mecanismos de coordinación con los ISO de otras áreas.
- El ISO debe establecer un Sistema de "resolución alternativa de disputas" (ADR, por sus siglas en inglés) para resolver en primera instancia los conflictos.

En base a estos parámetros se evaluará el desempeño de los tres mercados eléctricos analizados, poniendo énfasis en el mercado chileno.

1.4 Estructura de la Tesis

En el primer y presente capítulo se introduce el ámbito y los objetivos de la tesis y algunos conceptos de regulación y gobernabilidad.

En el segundo capítulo se analizan algunos esquemas de organización de la industria eléctrica a nivel mundial y se entrega un modelo de toma de decisiones. En el tercer capítulo se analizan las estructuras del OED, sus funciones y otros aspectos relacionados a su funcionamiento. En el tercer capítulo se analizan los modelos de organización existentes en el mundo para los directorios de OED.

En el capítulo cuatro se analizan los marcos regulatorios de los respectivos sistemas, los organismos que los componen y las principales características de sus mercados eléctricos. En el capítulo cinco se comparan algunos aspectos de la gobernabilidad del OED, entre los que destacan: tipo de organismo, sistema de votación y resolución de conflictos. En el capítulo seis se entregan algunos indicadores de mercado de los respectivos países analizados que entregan datos adicionales de las características de los mercados. En el capítulo siete se analizan los principales conflictos y métodos de resolución de los mismos en los diferentes mercados eléctricos analizados.

En el capítulo ocho, se entregan las conclusiones y proposiciones de mejoras para el mercado chileno, en base a los parámetros de evaluación mencionados en la introducción.

Finalmente en los anexos se detallan algunas cifras de participación en los diferentes mercados, un análisis de los sistemas de transmisión de los respectivos países analizados y el detalle de tres casos relevantes vistos por la Comisión Antimonopolio en Chile.

II. ESQUEMAS DE ORGANIZACIÓN EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

El suministro de energía eléctrica presenta características propias que lo hacen diferente a otros mercados: imposibilidad de almacenamiento (lo que implica igualar la producción con la demanda segundo a segundo), fluctuación de la demanda, necesidad de mantener la estabilidad del sistema, dependencia de la hidrología imperante (sistemas con algún grado de producción hidráulica), etc.

Existen diferentes esquemas de organización en la industria eléctrica a lo largo del mundo, que responden a requerimientos y necesidades distintas. Además estos esquemas han ido variando a través del tiempo, en la medida que los objetivos para los que fueron creados han ido cambiando. Su organización responde a objetivos y características tanto globales como particulares.

2.1 Objetivos de la Coordinación

La operación coordinada de un sistema eléctrico obedece a diferentes objetivos, entre los más comunes se destacan la seguridad en el suministro y la minimización del costo global de operación. En base a estos objetivos se pueden definir dos niveles de coordinación: física y económica. En ambos casos existen importantes beneficios de operar coordinadamente un sistema eléctrico interconectado. A continuación se detallan las características de esos dos niveles de coordinación.

2.1.1 Coordinación Física

Dadas las características de operación de los sistemas eléctricos la coordinación física nace como respuesta a la necesidad de mantener el sincronismo del sistema asegurando el abastecimiento y controlar las variables que permiten mantener la estabilidad en una red que opera en forma coordinada: frecuencia, voltajes, flujos máximos por las líneas de transmisión, equilibrio generación carga, etc. Además, permite alcanzar un nivel adecuado de seguridad a un costo razonable. Las principales razones que llevan a operar coordinadamente un sistema en el ámbito físico son:

- Necesidad de igualar generación con demanda en cada instante (producto de la imposibilidad de almacenar energía).
- Características de regulación de carga del parque (velocidad de respuesta a variaciones de la carga que varía de tecnología en tecnología).
- Provisión de otros requerimientos (reactivos para regulación de voltaje, regulación de frecuencia, etc.)

Al interconectar sistemas y operarlos coordinadamente se tiene que la reserva del sistema (reserva en giro, reserva fría), al contar con un mayor número de unidades interconectadas, puede ser compartida por un mayor número de generadores.

Las reservas mínimas de los sistemas se determinan bajo diferentes parámetros y varían de un sistema a otro. En general se define la reserva en función de la unidad de mayor capacidad operando en el sistema (peor caso de falla), disminuyendo la generación de las restantes unidades en una proporción, que permita en caso de fallar esta unidad mayor respaldarla con la capacidad disponible entre las máquinas que se encuentran operando. Al estar interconectado un mayor número de unidades, el nivel de generación en reserva por unidad funcionando baja proporcionalmente al número de unidades interconectadas. Esto permite tener reservas adecuadas a un costo razonable.

Además se puede disminuir la exposición al riesgo frente a variaciones hidrológicas en sistemas hidrotérmicos, al proveer un mayor número de unidades generadoras para servir la demanda.

2.1.2 Coordinación Económica

La coordinación económica busca operar el sistema interconectado haciendo un uso económico de los recursos disponibles. En los mercados latinoamericanos esta coordinación busca lograr la minimización del costo global de operación desde la perspectiva social. En el óptimo se supone que la coordinación debe maximizar el excedente del productor y del consumidor, operando el sistema como si este estuviera bajo la propiedad de un solo dueño.

La coordinación permite aprovechar la complementación existente entre distintas unidades presentes en un parque generador interconectado. La fluctuación de la demanda, tanto diaria como estacional, junto con unidades generadoras con distinta tecnología y costos permite abastecer la demanda de forma más económica, que si no existiera un organismo coordinador.

El aprovechamiento de la complementariedad entre distintos tipos de carga (residencial, comercial, industrial) como de las diferencias geográficas y horarias es otra ventaja de la interconexión y coordinación de sistemas.

El organismo encargado de la coordinación económica, tiene en la mayoría de los casos la administración de la bolsa de energía, que corresponde a una instancia de coordinación económica donde el óptimo se alcanza al igualar las ofertas de energía de los generadores y la demanda del sistema, determinando un precio de despeje del mercado. Junto con esto el organismo de coordinación económica a menudo cumple también una función de coordinación comercial. Debe coordinar los intercambios comerciales entre los diferentes agentes del mercado, en base a los precios definidos en la bolsa. Entre las tareas que debe realizar dentro de esta coordinación comercial está la facturación, las liquidaciones y el manejo de diferentes fondos necesarios para el funcionamiento del mercado.

2.3 Alternativas de Organización del Mercado Eléctrico

Para alcanzar los objetivos de coordinación, existen diferentes formas de organización de los mercados eléctricos. Estas formas de organización tratan de obtener la mayor cantidad de beneficios de un sistema interconectado utilizando diferentes estructuras, las que dependen de las características históricas y tecnológicas de cada sistema.

Actualmente existen en el mundo dos modelos para organizar mercados de generación competitivos: Un modelo con despacho centralizado (Chile, U.K., Argentina), llamado comúnmente “Poolco” donde la participación en el Pool es obligatoria, el despacho de las unidades de generación es independiente de los compromisos comerciales de las empresas y la operación física y comercial del sistema se encuentran bajo la tutela de un solo organismo y un modelo descentralizado donde los contratos entre particulares definen el despacho de las unidades generadoras (Suecia y Noruega, California), con la posibilidad de acudir a un mercado spot voluntario y existiendo un operador del sistema con responsabilidad sobre la operación física y seguridad del sistema eléctrico (ISO). En este sistema se separan las funciones de operación física del sistema, a cargo de un operador independiente (ISO) y las transacciones comerciales a cargo de un mercado (PX), con el consiguiente aumento del costo de las transacciones económicas en beneficio de una mayor descentralización de las decisiones.

Ambos presentan ventajas y falencias. En el modelo sin despacho económico centralizado prima la autonomía de los agentes y la previsible ganancia de eficiencia que resulta de la flexibilidad de sus transacciones libres, sobre la teórica eficiencia óptima de un despacho centralizado, en el que los agentes se manifiestan exclusivamente a través de sus ofertas de precio y declaraciones de disponibilidad. Además el modelo descentralizado requiere una organización más compleja que el modelo con despacho centralizado al separar los organismos encargados del mercado y de la operación, pudiendo perder eficiencia (es discutible si también seguridad) respecto al despacho centralizado si los agentes no aprovechan totalmente sus posibilidades de transacción o si la interacción entre el operador del sistema, la bolsa

y los agentes individuales no permiten recoger completamente el efecto de la red, en cuanto a pérdidas y restricciones [Pere96].

A continuación se describen algunas estructuras de mercados eléctricos en uso actualmente en el mundo. En primer lugar se detalla la estructura integrada verticalmente, que no puede ser considerada como competitiva, luego el sistema Poolco y finalmente el ISO-PX o modelo descentralizado.

2.3.1 Sistema Eléctrico Integrado Verticalmente

Este esquema de organización de la industria eléctrica es el que ha funcionado desde los inicios de la producción de energía eléctrica. En un principio las empresas mantenían bajo su alero la producción y el suministro de la energía eléctrica a usuarios finales. Para esto contaban con unidades de generación, redes de transmisión y redes de distribución de la energía. No puede ser considerado un sistema competitivo, porque en general, las empresas tenían el monopolio en sus áreas geográficas de suministro.

En la Figura 2.1 se aprecia un diagrama con las principales características de un sistema eléctrico integrado verticalmente.

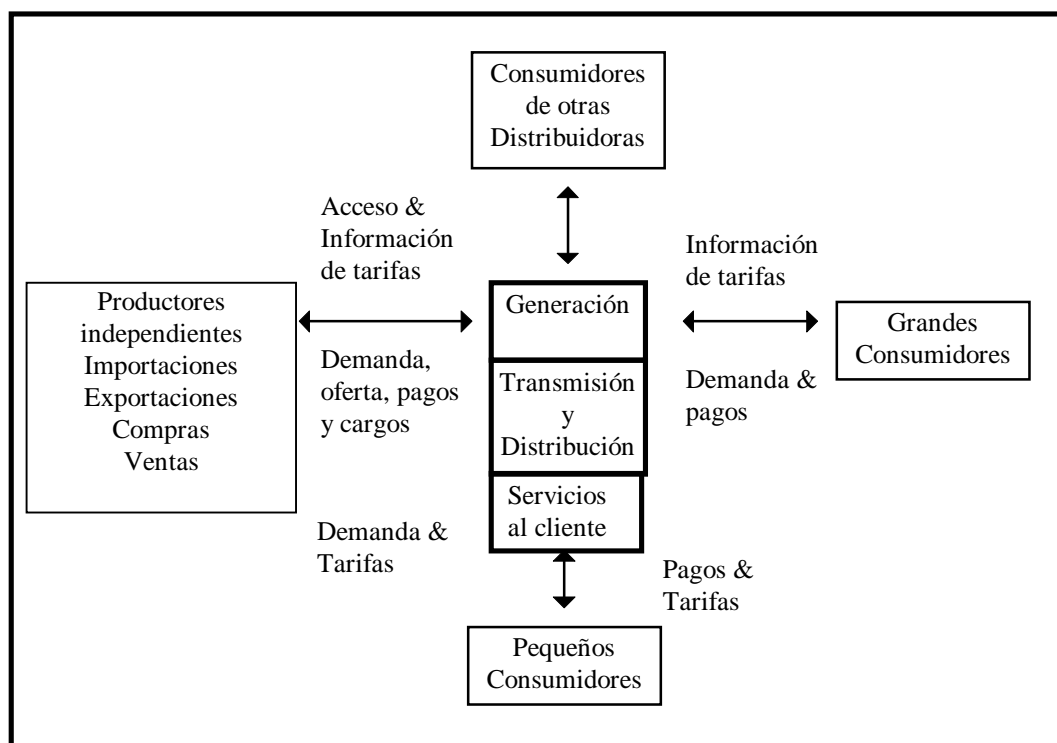


Figura 2.1: Sistema Eléctrico Integrado Verticalmente

Este tipo de organización no competitivo se mantiene en sistemas que aún no han sido desregulados y en sistemas eléctricos aislados, donde por su tamaño no es económicamente factible la introducción de competencia.

Estos sistemas dieron origen al concepto de Poolco, definido como el organismo a cargo de las labores de coordinación, al interconectarse con otras empresas verticalmente integradas para aprovechar las ventajas de la interconexión, vender sus excedentes y comprar sus déficit en determinadas condiciones de operación. Esto dio origen a la necesidad de coordinar la operación en algunos aspectos, lo que dio origen a los primeros Pool.

2.3.2 Modelo Poolco

El modelo Poolco o con despacho centralizado corresponde a un sistema de organización centralizada, en el cual las unidades se operan en forma conjunta (como si se tratara de un solo dueño del sistema) en base a sus costos de operación u ofertas de precios.

La operación sigue condiciones de optimalidad, reflejadas en operación a mínimo costo. El despacho de las unidades es realizado por un organismo central, el que se encarga además de la operación en tiempo real del sistema. En la Figura 2.2 se aprecia un diagrama con las principales características del modelo Poolco.

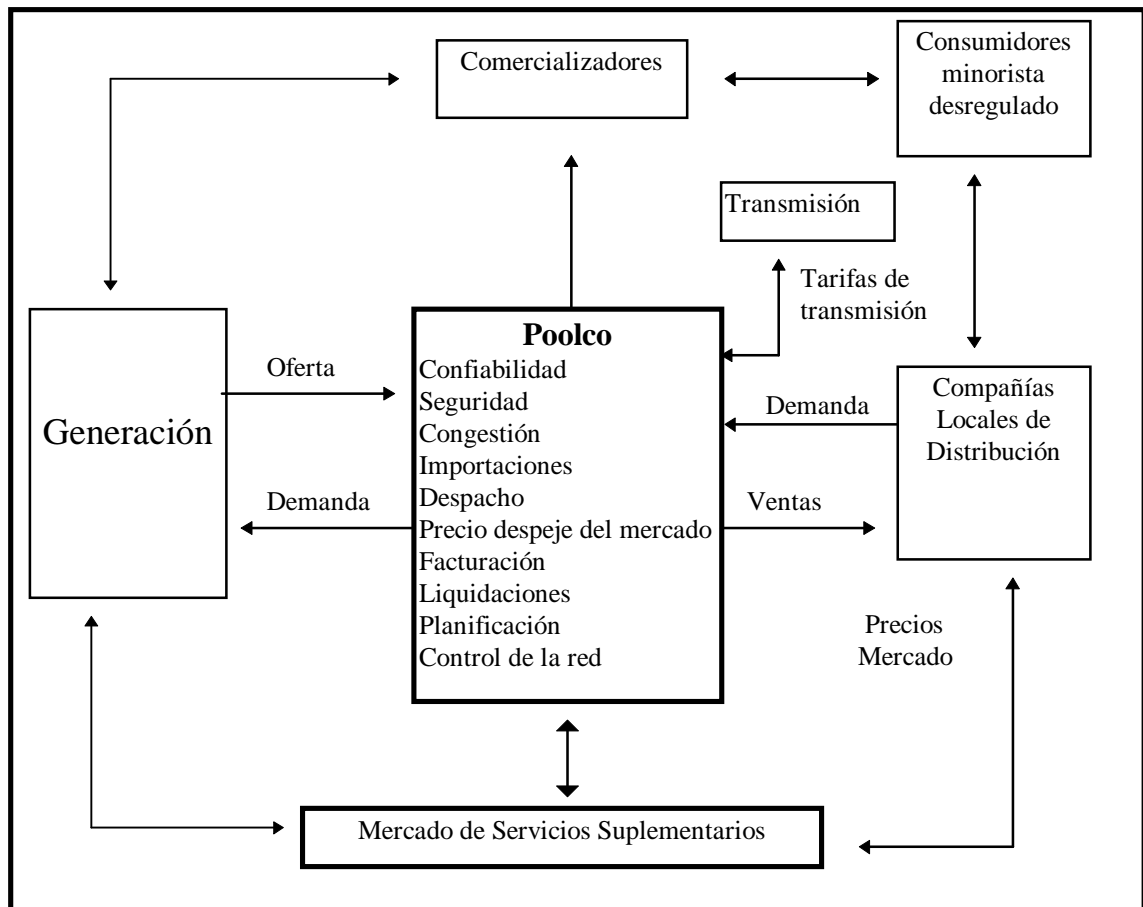


Figura 2.2: Esquema Modelo Poolco

Los sistemas latinoamericanos analizados en este trabajo se basan en modelos de despacho centralizado o modelo Poolco, el cual varía en los criterios de despacho desde la oferta pura en Colombia, hasta los costos marginales auditados en Chile, pasando por un sistema intermedio de oferta controlada en Argentina. Las ventajas de este modelo son que existe un claro aprovechamiento de la interconexión del sistema y de las economías de red.

En los tres casos el Organismo Encargado del Despacho (OED), controla la bolsa de energía y la operación en tiempo real del sistema, teniendo las atribuciones para despachar las unidades en función del precio de energía que hallan declarado (sea oferta libre o costo marginal).

Además en los tres casos, el despacho de las unidades del sistema (sea por ofertas o costos) es independiente de los contratos de las empresas generadoras con sus clientes, buscando en todo momento la operación de mínimo costo del sistema sujeto a restricciones de seguridad previamente establecidas.

La operación de los sistemas eléctricos por medio de un despacho centralizado, tiene una serie de ventajas: despacho óptimo, seguridad en el despacho, etc. Requiere eso sí de un organismo coordinador central, que realice el despacho óptimo y diseñe los planes de generación en función de éste.

La operación del sistema, en forma independiente de los compromisos de energía de los generadores (firmados con clientes por medio de contratos), da origen en el sistema chileno y argentino a una serie de intercambios comerciales que se detallan en el siguiente punto.

2.3.2.1 Operación Comercial Chile y Argentina

Las transacciones comerciales al interior de un mercado con despacho centralizado tienen una dinámica propia. Los generadores pueden ofrecer contratos a clientes con tope en su energía firme (producción en año seco para los hidráulicos y disponibilidad promedio para los térmicos). Luego del despacho y la operación, se ve que generadores quedan con déficit o superávit de generación respecto a sus contratos y se definen los flujos monetarios, los que se valoran al Costo Marginal Horario.

Existen básicamente dos tipos de clientes: libres y sometidos a regulación. Los clientes libres son aquellos con una potencia mayor a un cierto límite especificado por la autoridad (Chile 2.000 kW, Argentina 100 kW) que intenta reflejar el poder de negociar una tarifa de los clientes frente a los generadores.

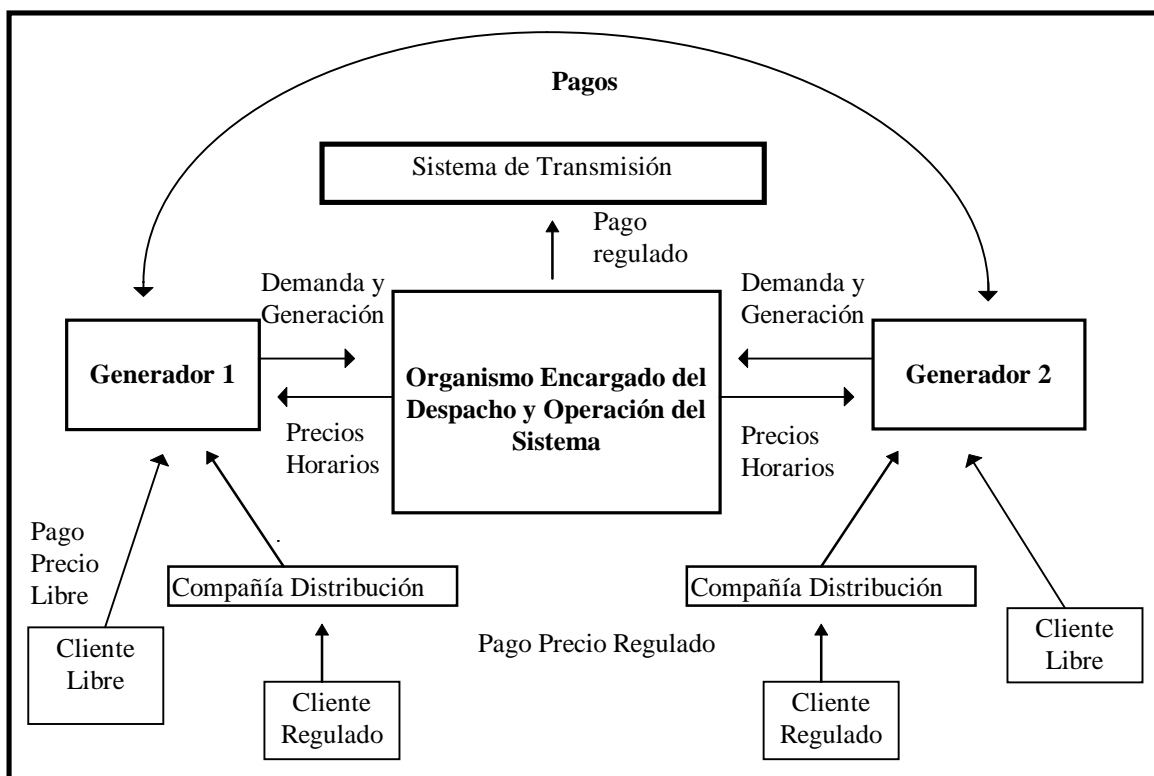


Figura 2.3: Flujos Monetarios (Chile-Argentina)

a) Clientes Regulados

En ambos países existen clientes regulados, que por el tamaño de su demanda, no están en condiciones de negociar directamente con las empresas reguladoras, por lo que el regulador fija las tarifas a las que deben ser servidos. En el caso chileno este límite está dado por una potencia instalada menor a 2 MW, mientras en Argentina es de 100 KW. En Chile los precios regulados se denominan "Precios de Nudo", mientras que en Argentina reciben en nombre de "Precios Estacionales". En ambos casos, el precio a pagar por estos pequeños consumidores es el promedio esperado de los precios en el Mercado Spot, existiendo en Argentina un fondo de estabilización, que permite ir corrigiendo las diferencias entre este precio regulado y el precio spot. Son fijados cada seis meses por el Regulador.

2.3.2.2 Intercambios Comerciales en el Modelo Colombiano

Los intercambios comerciales en el modelo colombiano difieren del modelo anterior en que aparece un nuevo tipo de actor: los Comercializadores. Éstos son los encargados de concentrar la demanda y representarla frente a los generadores. Los Comercializadores pueden firmar contratos de largo plazo con los generadores para suministrar a sus clientes. Las distribuidoras cumplen la función de comercializadores en muchos casos.

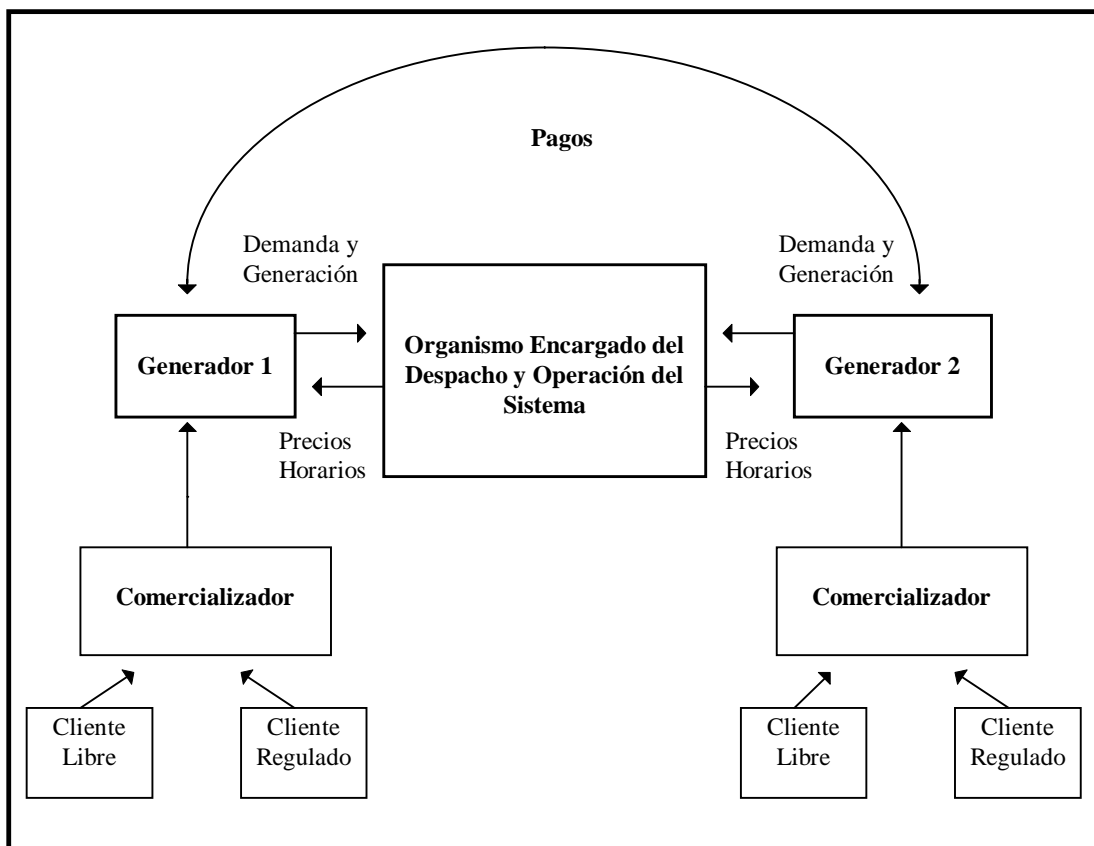


Figura 2.4: Intercambios Comerciales Modelo Colombiano

2.3.3 Modelo ISO-PX

Este modelo de mercado eléctrico busca la eficiencia en forma descentralizada, dejando que los propios agentes sean los encargados de tomar las decisiones de operación sobre la base de sus contratos y un mercado spot de energía voluntario.

Este tipo de estructura de mercado es la que se utiliza en el recientemente reestructurado sistema de California. Esta se basa en dos instituciones, el Power Exchange (PX) o bolsa de energía y el Independent System Operator (ISO), encargado de la confiabilidad, la operación física y la seguridad del sistema.

En este mercado los contratos bilaterales entre generadores y clientes no tienen la obligación de pasar por el mercado. Los contratos bilaterales tienen la obligación de pasar por el ISO quien se encarga de chequear la factibilidad de la transacción por el lado del sistema de transmisión. El paso por el mercado es voluntario y se confía en la racionalidad de las decisiones de los agentes, quienes pueden ir al mercado a comprar o vender energía, según sean sus costos y las condiciones de precio en la bolsa de energía.

En la Figura 2.5 se aprecia un esquema que resume los principales protagonistas de este modelo, sus funciones y las interrelaciones que entre ellos se generan.

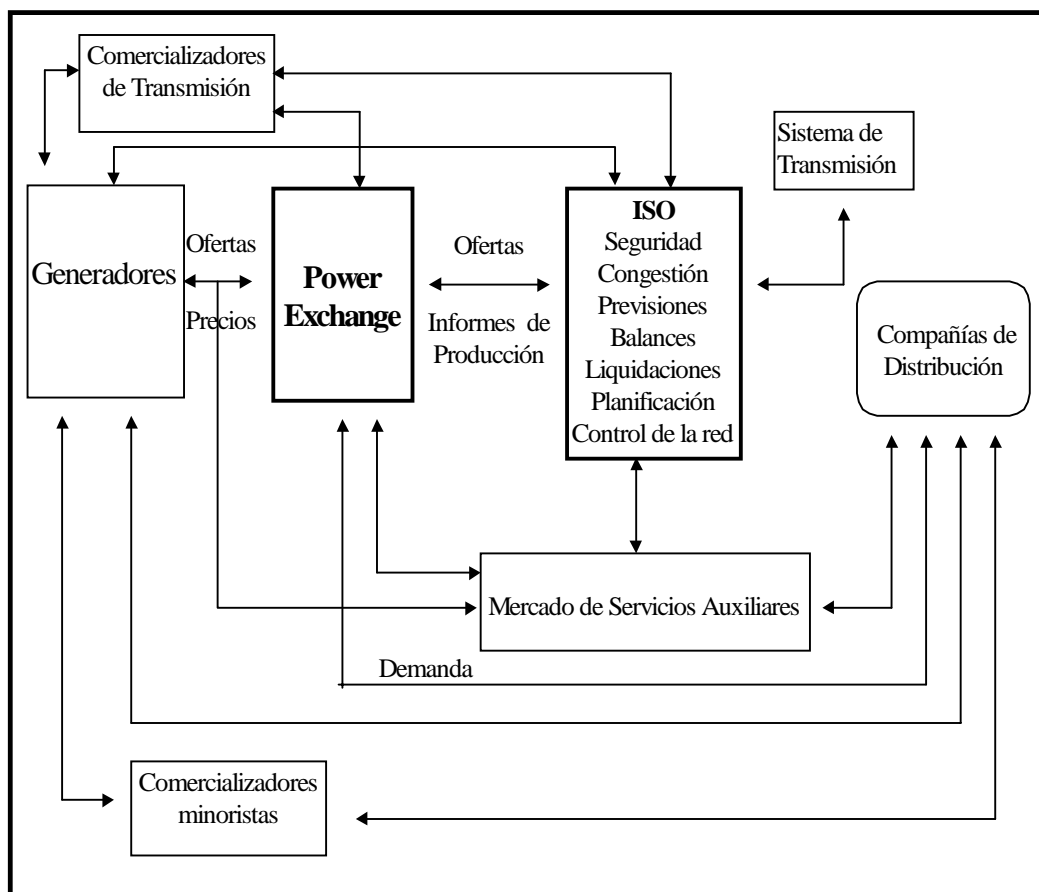


Figura 2.5: Modelo ISO-PX

A continuación se describen las principales funciones de los agentes de este tipo de organización:

a) Power Exchange

El Power Exchange corresponde a una bolsa de energía de libre acceso para generadores y comercializadores, en la que estos pueden transar su producción o demanda de energía libremente. El PX acepta ofertas de demanda y generación desde los participantes y determina el precio de despeje del mercado al cual se valorizan las transacciones entre los agentes, sin considerar las restricciones del sistema de

transmisión, debiendo entregar un esquema balanceado de generación-demanda al ISO, quien chequea su factibilidad.

En general el PX recibe ofertas para un mercado diario y luego, cuenta con un mercado horario, lo que permite ajustar de mejor manera las diferencias que pudiesen ocurrir por variaciones de la demanda.

b) Independent System Operator (ISO)

Es el organismo encargado de la confiabilidad del sistema eléctrico, garantiza el acceso abierto al sistema de transmisión (open acces), compra y provee los servicios suplementarios (ancillary services), mantiene el balance en tiempo real entre generación y demanda. Debe recibir los esquemas de generación desde el PX y los Scheduling Coordinator (SC) y verificar su factibilidad con respecto al sistema de transmisión. Administra los mercados de congestión y servicios auxiliares que le permiten mantener la confiabilidad del sistema.

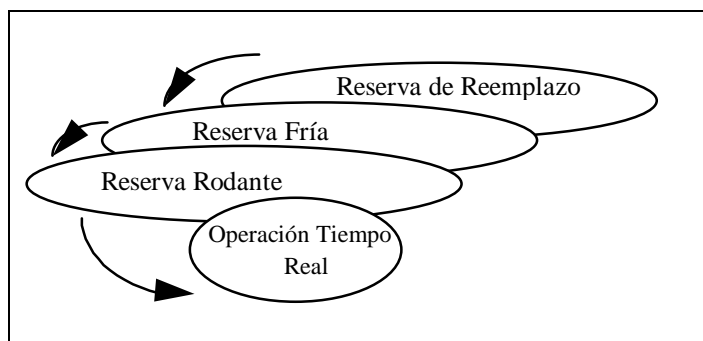


Figura 2.6 Servicios Suplementarios

En la Figura 2.6 se aprecia un esquema de los servicios suplementarios administrados por el ISO, generalmente de forma competitiva a través de una bolsa o licitaciones.

c) Scheduling Coordinator (SC)

Los SC son entidades autorizadas a presentar balances de energía al ISO, a nombre de uno o más generadores y usuarios. Los contratos bilaterales deben ser presentados por un SC al ISO. Las funciones de los SC pueden ser ejecutadas por entidades que tienen otras funciones dentro del mercado, como los distribuidores y el PX.

d) Funcionamiento del Mercado

Este mercado se basa en los contratos libres entre las empresas de generación y los consumidores, busca alcanzar el óptimo de una forma descentralizada, basándose en las decisiones de los agentes y en el libre juego entre oferta y demanda. Los generadores venden su energía por medio de contratos o a través del PX.

En caso que un generador tenga un contrato y el precio en bolsa se encuentre bajo su costo marginal, preferirá ir al Mercado a comprar energía para el consumo de sus contratos. Si tiene generación remanente, la ofertará en bolsa a un costo que encuentre conveniente (Costo Marginal en caso de competencia perfecta) y verá si es despachado o no.

El ISO es el encargado de verificar la factibilidad de los contratos y las transacciones en el PX (desde el punto de vista del sistema de transmisión). Como se ilustra en la Figura 2.7 el ISO debe comprar y vender en el PX los excedentes y déficit que pudiesen ocurrir como consecuencia de la operación en tiempo real del sistema.

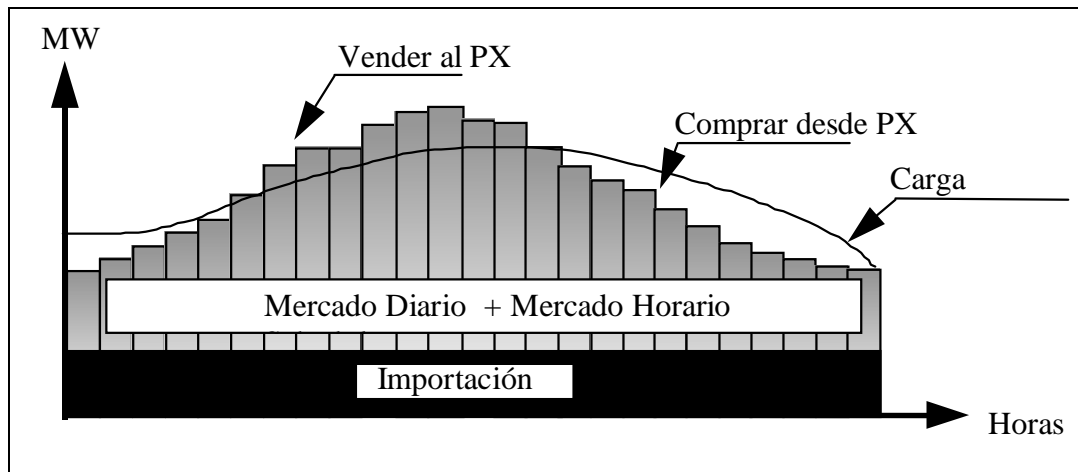


Figura 2.7 Balances Horarios ISO

Las barras en la Figura representan la energía transada en los mercados diarios y horarios. La curva de carga representa la demanda real del sistema. Los déficit y excedentes deben ser transados en el mercado spot.

Existen además los denominados “Contratos por Diferencia”, donde no hay obligación de suministrar energía y que permiten calzar el riesgo precio del mercado. Estos consisten en que el vendedor firma un contrato con un comprador a un precio determinado previamente. Luego en el momento de utilizar la energía, se observa el precio de bolsa. Si este es menor del pactado, el comprador paga al vendedor la diferencia entre el precio pactado y el de la bolsa. Si el precio en bolsa es mayor al pactado previamente, el vendedor paga al comprador la diferencia. Estos contratos se firman al interior del PX.

En la Figura 2.8 se aprecia el esquema de los contratos por diferencia utilizado en este esquema de mercado.

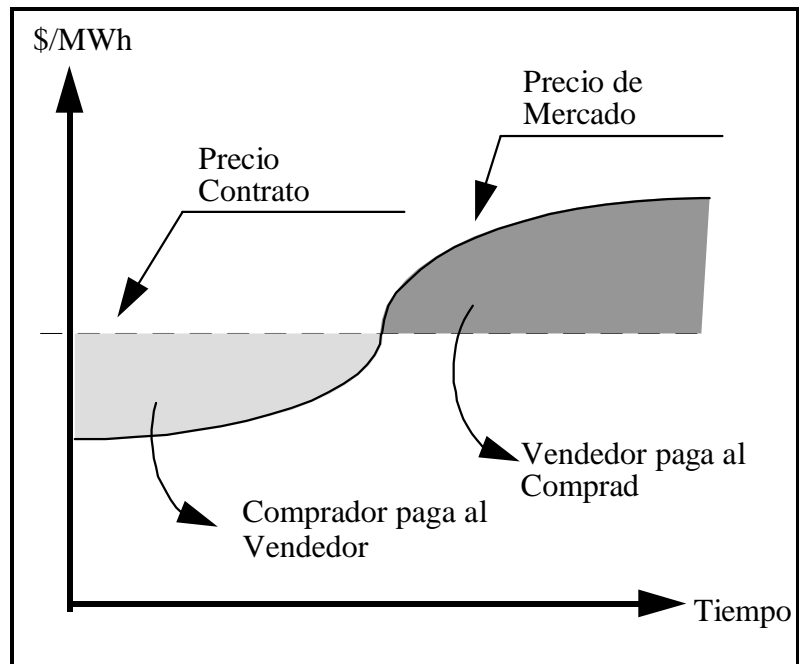


Figura 2.8: Contratos por Diferencia

Existen además contratos bilaterales, que imponen la obligación de entregar energía. Estos contratos se realizan fuera del PX, pero pueden ser ofertados en el mercado spot.

2.4 Tipo de Ofertas en el Mercado

Los tres mercados bajo análisis, se diferencian además por el tipo de oferta de precios de energía que realizan los generadores en el Mercado Spot. En el modelo colombiano, la oferta es libre, estando obligados a participar en ella los generadores con una capacidad instalada superior a los 20 MW. En el sistema argentino existe un esquema que en la práctica funciona como sistema de oferta, con un tope, que en la actualidad no presenta limitación real alguna de la oferta.

En el sistema argentino, en un principio de la desregulación, las declaraciones de costos marginales correspondían al costo variable de las unidades. Luego por problemas en la definición de los costos marginales, se decidió liberalizar la declaración, por una equivalente al precio de combustible de las unidades, con un tope definido por la autoridad.

La libertad de las ofertas en el sistema colombiano junto con restricciones de capacidad del sistema de transmisión y años secos, ha provocado que algunos generadores ejerzan poder de mercado, lo que se ha visto reflejado en especulación en los precios de la bolsa de energía [República98].

En el sistema chileno, las ofertas en el mercado se encuentran restringidas a los costos marginales de cada una de las unidades generadoras.

La teoría microeconómica indica, que bajo condiciones de competencia perfecta, el precio de los productos tenderá al costo marginal (lo que se ve corroborado por la experiencia Argentina en esta materia), por lo que el sistema colombiano y argentino, estarían apostando a las fuerzas del mercado para acercarse al despacho óptimo. El sistema chileno, prefiere hacerlo directamente, limitando la oferta de los generadores al costo marginal de las unidades¹.

¹ Han existido algunos problemas en la definición del costo marginal de algunas unidades térmicas en el SIC chileno en condiciones de precios altos en el mercado y diferencias importantes en los precios del carbón en el SING

.La conveniencia de cada uno de estos tipos de oferta escapa a los objetivos de este trabajo, pero en el ámbito de gestión de mercado refleja diferentes formas de acercarse al despacho óptimo, las características de concentración y tecnología de la oferta y topología del sistema de transmisión.

Existe dificultad en liberalizar la oferta en sistemas predominantemente hidráulicos, con cierta capacidad de embalse, debido al uso de las reservas de energía bajo intereses privados.

En la Figura 2.9 se aprecia la posición relativa de estos tres sistemas respecto a su oferta, desde costo marginal puro como Chile hasta la oferta libre en el caso colombiano. Se incorpora también el sistema Británico como referencia.

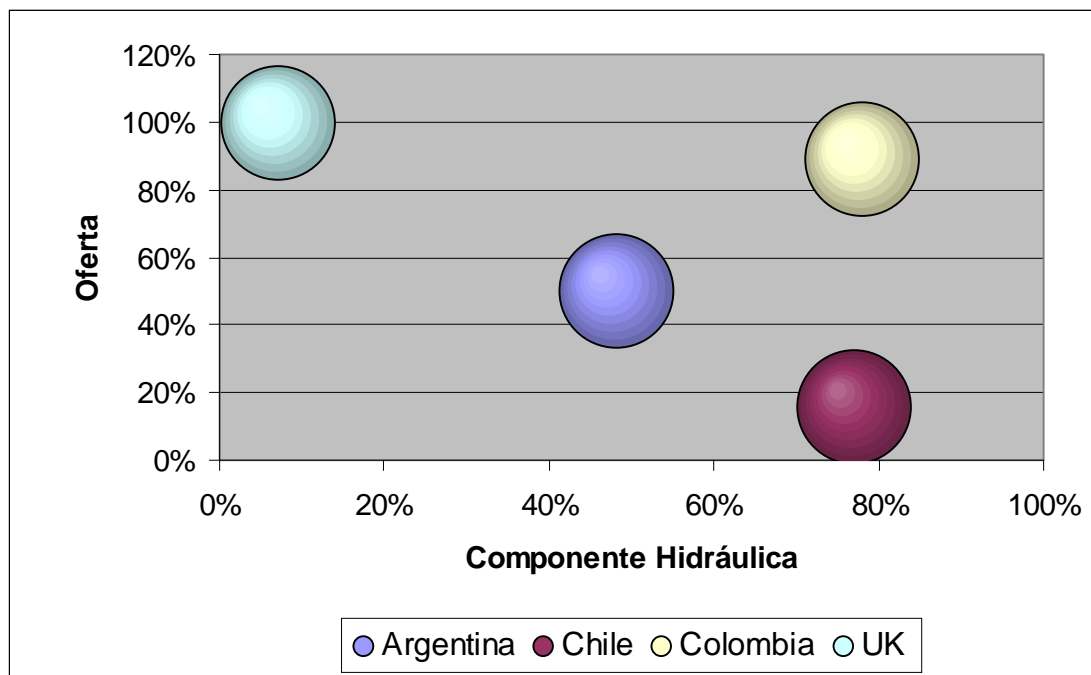


Figura 2.9: Tipo de oferta en el Mercado Versus dependencia Hidrológica

Como se puede apreciar en la Figura 2.9 el sistema colombiano tiene precios ofertados y una alta componente hidráulica en su parque generador, el sistema argentino tiene ofertas restringidas y un sistema equilibrado en sus componentes térmica e hidráulicas, finalmente el sistema chileno tiene una declaración auditada de costos y una alta dependencia hidráulica. Se incluye el sistema inglés sólo como referencia, con una alta componente térmica y con ofertas libres en el mercado de energía.

2.5 Pagos por Potencia

En general, en todos los sistemas eléctricos existe un pago por capacidad, el que pretende ser una garantía de suministro de largo plazo. Este pago puede estar implícito en el precio spot (como en el caso inglés) o de manera explícita como ocurre en los sistemas eléctricos latinoamericanos analizados, donde es un pago regulado.

En el caso chileno, se remunera la capacidad instalada disponible de cada una de las unidades generadoras. El precio unitario del pago por potencia se basa en el costo de instalación de potencia de punta económica y adecuada para el sistema (turbinas de gas). El precio de potencia se calcula sobre la base del coste de desarrollo de las unidades que operan en punta (centrales hidráulicas y turbinas a gas). Se considera que los costos de desarrollo de ambas son muy parecidos, calculándose este término como el costo de instalación de una turbina a gas de 120 MW. El precio así calculado se multiplica por el margen de potencia deseado para el sistema, resultando así el "precio básico de la potencia de punta" que es de 5,39 US\$/KW/mes para Abril de 1998². De esta forma sólo se remunera la potencia realmente necesaria para el sistema (demanda máxima más un margen prefijado por el regulador). Se incluye además una distinción entre máquinas térmicas eficientes e ineficientes para evitar incentivar el ingreso de capacidad antieconómica al sistema [Pere96]. Este cálculo se basa en un informe confeccionado por la Comisión Nacional de Energía [CNE87].

Existen problemas en el CDEC para definir la potencia firme de las unidades de año en año, por lo que sólo hay pagos provisorios en los últimos años, no existiendo acuerdo al respecto.

En Argentina la cuantía de la retribución de potencia ha sido fijada por el regulador con el objetivo de que sea suficiente para remunerar razonablemente a los generadores existentes, en un sistema en el que el poder de mercado de éstos es nulo.

² "Informe técnico definitivo" Comisión Nacional de Energía, Abril de 1998.

Este valor unitario para remunerar "la potencia puesta a disposición" se ha fijado en \$10/MW por hora fuera de valle³. La asignación de la retribución se realiza en función de la "potencia eficiente", es decir, el pago por potencia de cada generador se liga no a su contribución relativa a la fiabilidad del sistema sino a criterios de eficiencia ligados a que la unidad haya sido despachada o no, ya sea en condiciones extremas de año extraseco como en condiciones normales de funcionamiento.

Estos pagos por potencia sobre la base del despacho de las unidades, han generado en el mercado argentino, bajo las actuales condiciones de competencia extrema interferencias con la declaración de precios de energía en el que se basa el despacho. Las empresas, en el peligro de no ser despachadas por la elevada competencia imperante, prefieren subdeclarar sus costos, asegurándose su despacho y el consiguiente ingreso por potencia asociado a las horas generadas reales.

En el caso colombiano los pagos por potencia han sido recientemente modificados para cumplir con el objetivo original de dar una señal de expansión al parque. Este se determina en base al costo de turbinas de gas de ciclo abierto.

³ Se definen como horas fuera de valle, catorce horas de días hábiles, correspondientes a aquellas horas con demanda media y alta.

2.6 Modelo de toma de decisiones de operación de un mercado eléctrico

En la operación de un sistema eléctrico existen distintas etapas de análisis y decisión en la programación y operación que tienen características particulares debido a la naturaleza del suministro eléctrico (imposibilidad de almacenar energía, variabilidad en la demanda e hidrologías, etc.). La planificación de la operación está supeditada a las inversiones realizadas en el sistema eléctrico, que dado el horizonte que esto involucra (10 años o más), escapa al ámbito de este modelo.

En cada una de las etapas intervienen distintos organismos y empresas. La intervención de estos organismos se puede dividir en informativa y operativa. En la Figura 2.10 se representa un esquema de las principales decisiones de operación que se toman en un sistema tipo “Poolco”. Las etapas son realizadas en paralelo por las empresas de generación, el Organismo Encargado del Despacho (OED) y el Regulador.

En el ámbito de la operación, podemos distinguir tres etapas fundamentales dependiendo del horizonte de planificación que ellas requieran⁴: largo plazo, mediano plazo y corto plazo. Las características de estas etapas se detallan a continuación:

2.6.1 Programación de Largo Plazo

La planificación de la operación de largo plazo, en general, tiene un horizonte de 2 años. La efectúa el OED para determinar el valor del agua de los embalses. Las empresas realizan esta programación para definir, en una primera aproximación sus ofertas de precios y con esto evaluar sus ingresos futuros y la posibilidad, en algunos casos, de realizar pequeños ajustes al parque generador si las

⁴ El horizonte de planificación de la operación en un sistema hidrotérmico, está supeditado principalmente a la capacidad y horizonte de regulación de los embalses con que cuente el sistema.

condiciones del mercado así lo indican⁵. El regulador por su parte efectúa la programación de largo plazo para poder determinar el valor de las tarifas para los clientes regulados.

2.6.2 Programación de Mediano Plazo

La programación de mediano plazo tiene un horizonte de entre un año y un mes. Permite ajustar las predicciones de demanda con las de recursos de generación disponibles y las futuras ordenes de compra de combustibles. Permite optimizar el uso del agua embalsada al disponer de mayor información al encontrarse más próximos a la operación del sistema.

En esta etapa las empresas generadoras definen el valor de sus ofertas de energía, que son presentadas al OED.

2.6.3 Programación de Corto Plazo

Esta etapa tiene un horizonte de entre un mes y un día. Es realizada por el OED considerando valores de la etapa precedente, corregidos con los precios y disponibilidad de combustibles imperantes en el mercado, junto con la estimación de demanda de corto plazo el despacho de las unidades de generación y el consiguiente precio horario de la energía (ex-ante). Este precio tiene carácter de preliminar y puede variar si la operación real del sistema difiere de la programada (un 25% en el caso chileno).

⁵ En condiciones de sequía, por ejemplo, las empresas instalan o arriendan pequeñas turbinas a gas para aprovechar el aumento en los precios.

2.6.4 Operación en Tiempo Real

La operación en tiempo real del sistema es la última etapa de la programación. En esta etapa se deben igualar en todo momento la demanda instantánea y la generación incluyendo las restricciones de capacidad del sistema de transmisión y posibles contingencias que se presenten.

Esta etapa entrega como resultado la generación de cada unidad y el precio horario real del sistema (este último define los pagos entre las empresas).

En esta etapa el OED debe enfrentar las contingencias que se presenten como son: caída intempestiva de unidades de generación, aumentos no considerados de demanda, pérdidas de carga, etc. y administrar los recursos disponibles para minimizar sus efectos

En la Figura 2.10 se indican las principales etapas y participantes del proceso de toma de decisiones en un sistema eléctrico.

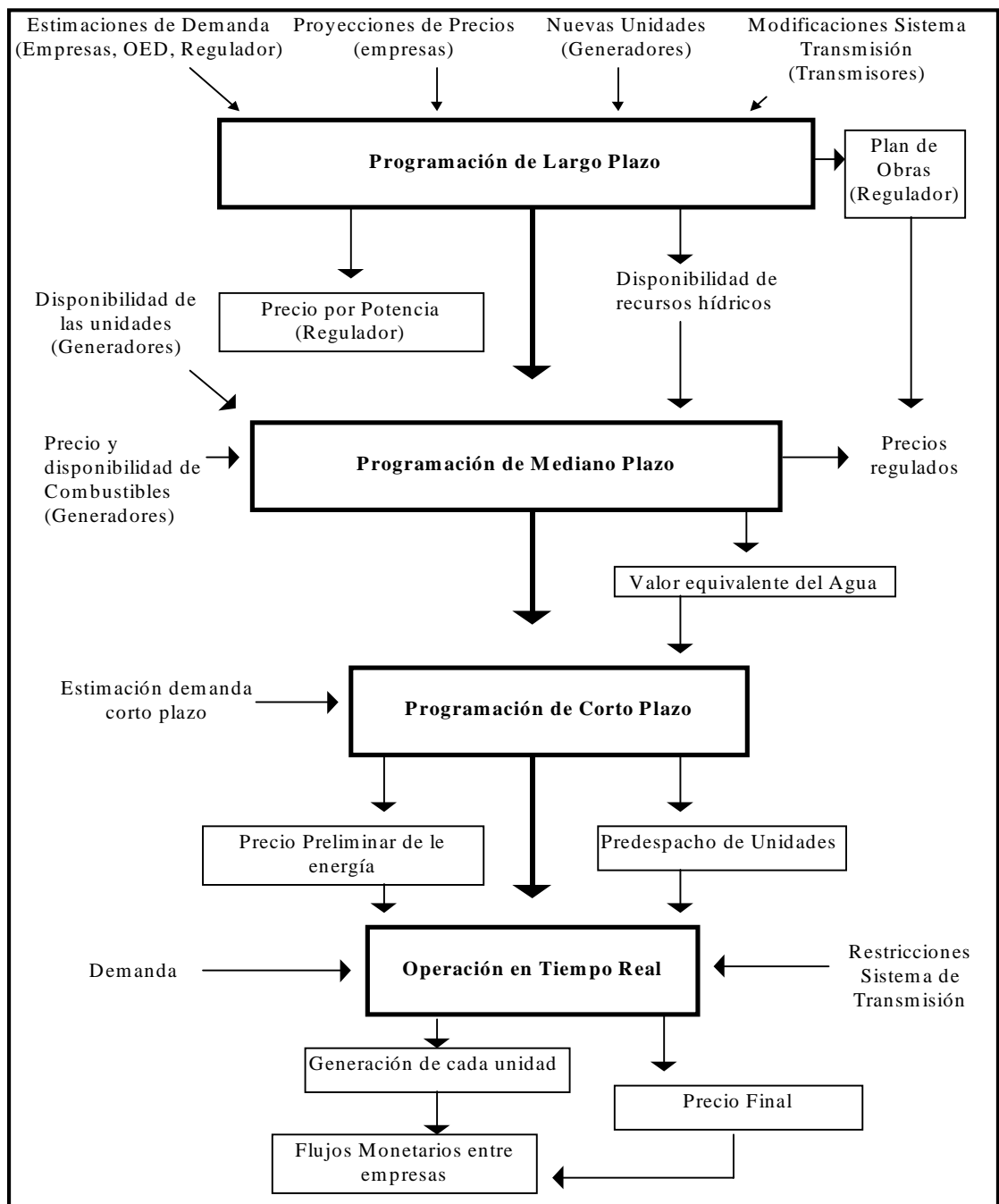


Figura 2.10: Modelo de toma de decisiones

III. ESTRUCTURA DEL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)

El presente capítulo describe en forma genérica la estructura y funciones del OED. En el se resumen las principales características que debe tener un organismo de esta naturaleza. Además se realiza un análisis de como las estructuras de estos organismos contribuyen al cumplimiento de los objetivos del Banco Mundial enunciados en el capítulo introductorio del presente trabajo.

En la Figura 3.1 se indican algunas de las funciones que debe cumplir un OED, entre las que destacan la Bolsa de Energía, encargada del despacho y los intercambios comerciales, la operación en tiempo real del sistema, donde se deben proveer los servicios complementarios y los estudios del sistema eléctrico, donde se analiza la estabilidad del sistema frente posibles modificaciones del sistema llevadas a cabo por los usuarios [Turg98].

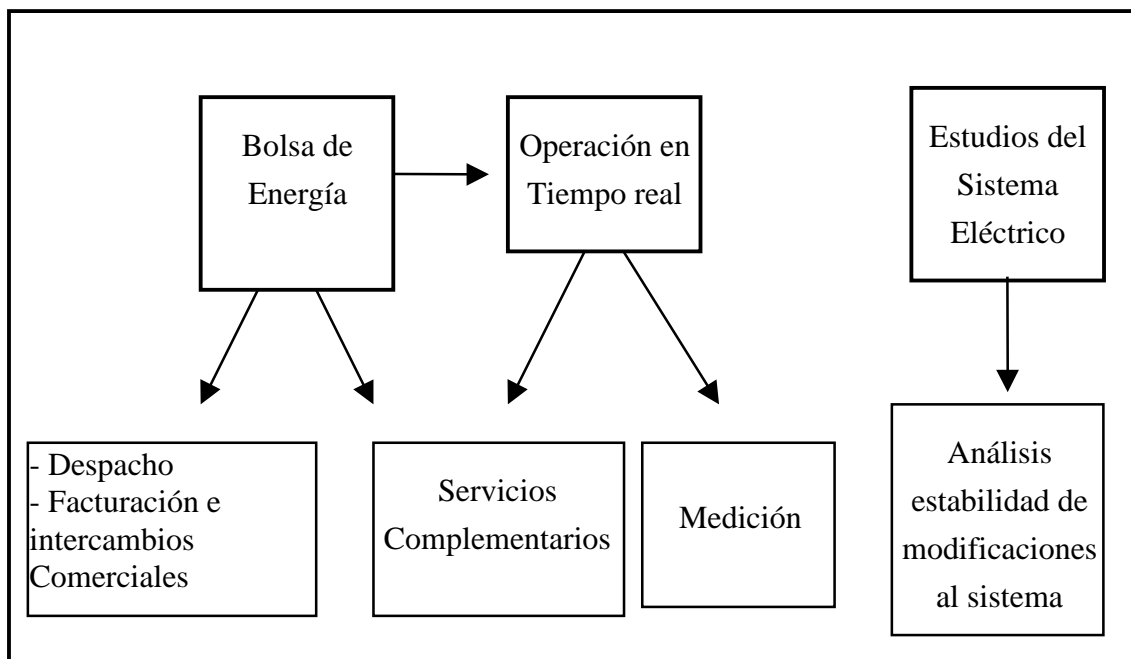


Figura 3.1: Funciones de un OED

3.1 Funciones

Las funciones de coordinación económica y física de un sistema eléctrico, dan origen a una serie de funciones, que en el caso de los mercados eléctricos analizados son llevadas a cabo por el OED. Entre las funciones correspondientes a la coordinación económica, se destaca la bolsa de energía y el manejo de los intercambios comerciales entre los agentes. En las de coordinación física se encuentra la operación en tiempo real del sistema.

Las funciones de un OED que son descritas en la Figura 3.1 se detallan a continuación.

3.1.1 Bolsa de Energía

La encargada de realizar la coordinación económica de los sistemas corresponde a la bolsa de energía, que vincula la oferta y la demanda de energía eléctrica. En ella se obtienen hora a hora los precios de mercado al igualar la oferta de generación disponible para la siguiente hora y la demanda para ese mismo período. Este precio que se obtiene de la máquina más cara que se encuentra generando, se denomina precio Spot.

La bolsa además puede encargarse de suministrar en forma competitiva otros elementos relacionados con el funcionamiento de un sistema eléctrico denominados servicios complementarios o "ancillary services" como son: reserva fría, reserva rodante, control de frecuencia y control de reactivos.

La Bolsa de energía se encarga además de las transacciones comerciales y liquidaciones entre los usuarios, resultantes de sus intercambios de energía. Esta función es parte de las funciones de coordinación económica. Además se encarga de recaudar los pagos por el uso del sistema de transmisión correspondientes a las transacciones en la bolsa de energía. Estas dos últimas funciones son importantes porque deben dotar de transparencia al mercado.

Además puede encargarse del desarrollo de una serie de derivados financieros como opciones, futuros y contratos por diferencia, que permitan a los

usuarios del sistema manejar el riesgo que conllevan implícitas las variaciones de precio en las transacciones de la bolsa de energía.

3.1.2 Operación en Tiempo Real

La coordinación física de un sistema eléctrico, conlleva la operación en tiempo real del sistema eléctrico. Esta busca cumplir con los objetivos de seguridad planteados para el sistema. La operación en tiempo real se basa en las transacciones de la bolsa de energía, agregando las restricciones que impone la red de transmisión.

La operación en tiempo real del sistema permite ajustar las desviaciones de los esquemas de generación-demanda definidos en la bolsa de energía que ocurren en la operación en línea del sistema producto de imprevistos. La operación en tiempo real además se encarga de otras tareas no menos importantes: Regulación de frecuencia, control de voltaje y reactivos, restricciones de capacidad del sistema de transmisión, etc.

La operación en tiempo real requiere del monitoreo constante del sistema. Esto involucra una serie de recursos técnicos.

En algunos sistemas la operación en tiempo real se entrega a la empresa transmisora dueña del sistema troncal, por la disponibilidad de información y recursos de estas empresas.

3.1.3 Estudios del Sistema Eléctrico

Una labor de la que generalmente se hace cargo un OED es el estudio de la estabilidad del sistema eléctrico, frente a futuras modificaciones del sistema eléctrico, llevadas a cabo por los agentes del mercado.

Los estudios que requiere un sistema eléctrico manejado en forma coordinada son variados, y en general tiene relación con la estabilidad del sistema frente a cambios de diversa naturaleza, entre los que se destacan: entrada o salida de

unidades de generación, modificaciones al sistema de transmisión, las que pueden corresponder a ampliaciones o abandono de líneas de transmisión, necesidad de compensación reactiva, sistema de protecciones, interconexiones entre sistemas, interconexiones internacionales, etc. Los estudios típicos para esta clase de eventos se basan en flujos de potencia, flujos de corriente continua, etc.

Además existen otros estudios relacionados con la disponibilidad del recurso hídrico a futuro (acumulación de nieve) que tiene directa incidencia en el uso de los recursos disponibles actualmente y la disponibilidad de generación hidráulica en el corto plazo.

Los estudios de estabilidad del sistema deben ser realizados para asegurar el funcionamiento futuro confiable y seguro del sistema eléctrico. En general estos estudios deben ser llevados a cabo por el OED, por no contar las empresas con los incentivos necesarios para llevarlos a cabo.

3.2 Directorio

Los mercados eléctricos están conformados por una gran diversidad de agentes que tiene participación directa o indirecta en las transacciones que ocurren en su interior. La participación de estos agentes en el directorio de un OED tiene diferentes incentivos y beneficios para el sistema en forma global.

En la Figura 3.2 se indican los agentes del mercado eléctrico que son potenciales candidatos a participar en el directorio del OED.

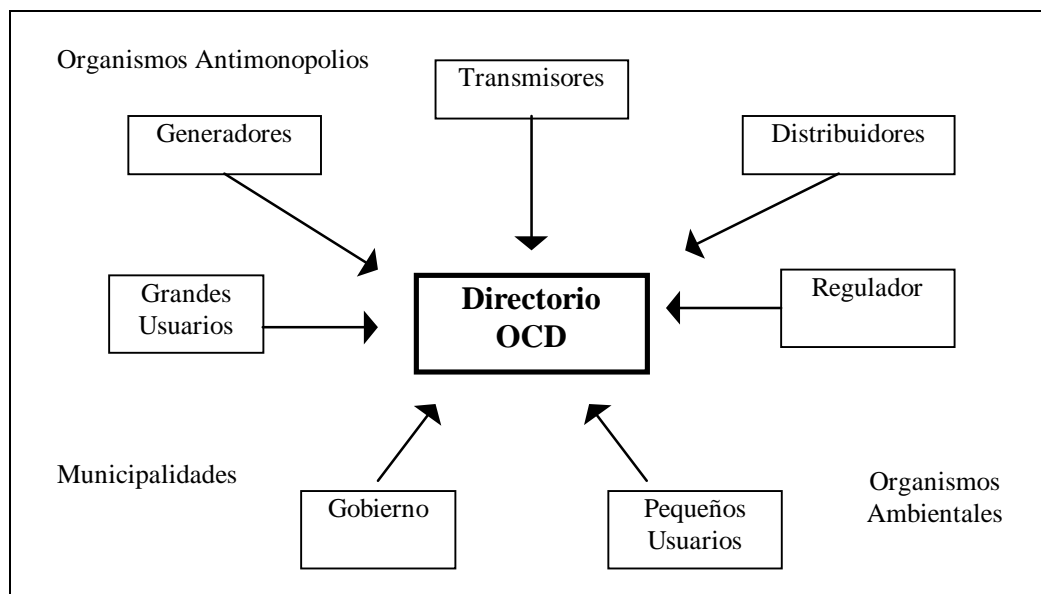


Figura 3.2: Actores del Mercado Eléctrico

Existen diferentes formas de organizar y componer los organismos encargados de administrar la planificación y operación del sistema, según los diferentes actores que tengan participación en el directorio y las decisiones que este debe tomar. En este capítulo se pretende revisar las diferentes formas de organización para estos cuerpos.

En [Hoga96], en alusión a la participación de los diversos agentes en el directorio de los OED se indica:

"¿Debe el ISO ser gobernado por una entidad pública o privada? ¿Si es una entidad privada, debe ser administrada con fines de lucro o sin? Si es gobernada por un comité, ¿Quién debe integrarlo? ¿Quién tiene derecho a voto en su interior? ¿Cuál debe ser la estructura de votación? ¿Cómo puede la necesidad de experiencia en el sector eléctrico ser balanceada con la necesidad de asegurar que el ISO no debe ser discriminatorio? Finalmente ¿Quién decide quien decide? ¿Cuándo? ¿Cómo?"

Esta referencia es compatible con los objetivos del Banco Mundial referidos al no control del directorio por parte de un agente y la transparencia del mercado eléctrico.

La conformación del directorio del OED debe ser independiente. Tanto [ruff97] como [Hoga96] reconocen que la independencia del ISO (una de las funciones del OED) es indispensable para obtener un tratamiento igualitario y no discriminatorio de los agentes del mercado. La inclusión de las diferentes clases de agentes permite aumentar la independencia del OED, al generar contraposición entre los intereses de los integrantes.

3.2.1 Intereses de los Participantes

Los diferentes agentes que componen el mercado eléctrico, presentan diferentes intereses, que se ven reflejados en sus conductas de mercado. En general estos intereses tienen objetivos contrapuestos entre diferentes agentes del mercado, en especial, en aquellos que se presentan como competidores.

La contraposición de intereses en el directorio del OED es fundamental para alcanzar la independencia de las decisiones que se toman en su interior de los intereses de algún agente en particular o clase de agentes que quieran utilizar el Pool en función de su propio beneficio (económico o político). Tanto en las decisiones que tienen que ver con el despacho económico, como con la seguridad del sistema.

A continuación se describen los intereses más importantes de los principales agentes del mercado eléctrico:

a) Generadores

Los intereses de los generadores responden a uno de maximización de beneficios, como corresponde a un mercado regido por las leyes de la oferta y demanda.

Entre ellos además existe una contraposición de intereses producto de la competencia por los contratos y la posibilidad de ser despachados. En un despacho centralizado, esta contraposición de intereses se basa en dos premisas. Si el mercado se basa en los contratos, existe interés en ser despachado, para suministrar la energía comprometida. Si el mercado se basa en el mercado spot, el interés particular de ser despachado, para así recibir renta producto de la diferencia entre el costo marginal propio y el precio de despeje de mercado (correspondiente a la máquina más cara generando en ese momento).

Su participación al interior del directorio se fundamenta en el rol protagónico que desempeñan en el mercado eléctrico y el control sobre las unidades de generación.

b) Transmisores

Los intereses de los transmisores difieren del de los generadores al estar en un ámbito de actividad con economías de escala y monopólica con regulación de tarifas. La función de nexo entre la oferta y la demanda que realizan los transmisores, les define intereses distintos a los otros agentes del mercado.

Los ingresos de las empresas transmisoras se encuentran definidos por la autoridad. En general estos ingresos dependen del nivel de confiabilidad de la red y frente a cortes producto de problemas en su red, en general, se ven sometidos a fuertes multas. Esto permite que las empresas de transmisión tengan incentivos para mejorar la confiabilidad de la red, esto en determinadas ocasiones se traduce en utilización de la red de transmisión con márgenes de reserva (los que pueden ser apropiados o no) que en general son vistos por el resto de los agentes como restrictivos y que aumentan el precio innecesariamente.

Las condiciones de acceso abierto que le son impuestas por la legislación, así como la regulación de sus tarifas, restringen el ámbito de acción de estos agentes. No tienen obligación de ampliar la capacidad de transporte de su red, pero deben proveer servicio a quien lo solicite si cuentan con capacidad disponible.

La participación de estos agentes en el OED es importante por su experiencia en el manejo del sistema, su interés en la seguridad y el control final que ejercen sobre la red de transmisión.

c) Distribuidores

Los distribuidores son los encargados de suministrar la energía a los clientes finales. Para esto deben construir una red de distribución y en general tienen la obligación de suministrar a quien se lo solicite (no-exclusión), a cambio de la concesión que les permite realizar su actividad. Esta por contener economías de ámbito asociadas a la red, se declara como monopolio, con lo cual el regulador debe fijar las tarifas. En general los intereses de esta clase de agentes son similares a los de las empresas de transmisión.

La tarifa que cobran estas empresas, en general, está asociada a un nivel de confiabilidad y seguridad de suministro determinado. Por lo que sus ingresos dependen de la seguridad del sistema.

Esto las obliga a garantizar un nivel de confiabilidad y seguridad por medio de contratos que firman con las empresas generadoras⁶. En general, representan la mayor parte de la demanda de un sistema eléctrico.

d) Grandes Usuarios

Los intereses que guían a los consumidores de energía eléctrica son: seguridad en el suministro y precios bajos.

Los grandes usuarios tienen una importante participación en el consumo de energía eléctrica, participando en muchos mercados del mercado mayorista de energía eléctrica por sus volúmenes de consumo, donde participan a través de contratos o en el mercado spot. Su poder de organización les permite representar sus inquietudes respecto al funcionamiento del mercado sistema.

Su participación en el directorio de un OED no presenta grandes aportes a la operación del sistema, pero permite agregar un nivel de control al mercado, lo que contribuye a la transparencia del mismo.

e) Pequeños Usuarios

Los intereses de los pequeños usuarios son similares a los de los grandes usuarios y se restringen a seguridad en el suministro y precios bajos de energía.

La participación de los pequeños usuarios en el directorio de un OED está generalmente restringida por la atomización de este segmento del mercado y su baja disposición a participar en un organismo de estas características. Generalmente

⁶ En el caso chileno y argentino, estos contratos son a precio regulado por ley.

este segmento representa la mayor parte de la demanda, siendo abastecidos por empresas de distribución a precio regulado.

f) Regulador

La participación del gobierno, o alguna entidad reguladora, en el directorio es considerada como necesaria por algunos agentes, para limitar el excesivo poder de algún estamento del mercado eléctrico. La participación del gobierno serviría como contrapeso a estos grupos que puedan influir sobre las decisiones que debe tomar el OED.

Además se considera que el gobierno puede representar de buena forma los intereses de los pequeños usuarios o clases de agentes que no tienen participación en el directorio.

Por otra parte la participación del gobierno en el ente directivo de un OED tiene aparejado el peligro de politización de los objetivos del OED. En general, los gobiernos responden a intereses políticos que podrían de una forma u otra afectar el funcionamiento del mercado eléctrico.

La función reguladora que cumple el gobierno, hace necesario que se mantenga informado del funcionamiento del mercado eléctrico, lo que se lograría con su participación en el directorio del OED.

3.2.2 Diferentes Formas de Organización del Directorio

Existen diferentes formas de organización de los directorios de los OED, en cuanto a los agentes que lo integran y las disposiciones internas que lo rigen. La composición de los directorios, en general, define la transparencia e independencia del OED. A continuación se detallan algunas formas de organizar los directorios de los OED, en base a las clases de agentes participantes en el directorio.

a) Directorio Conformado por Generadores

Los conformación en los directorios del OED basados en la participación de generadores tiene su origen en los primeros Pool que aprovecharon las ventajas de la operación coordinada de los sistemas eléctricos.

Estos Pool estaban integrados solo por empresas de generación, quienes eran dueños de las unidades de generación e instalaciones del sistema de transmisión. La organización en base a un despacho centralizado permitía obtener a las empresas importantes beneficios económicos.

Este tipo de organización, empleado en Chile, para administrar el mercado eléctrico, considera la participación exclusiva en el Pool de las empresas de generación. En la Figura 3.3 se aprecia un esquema de este tipo de organización.

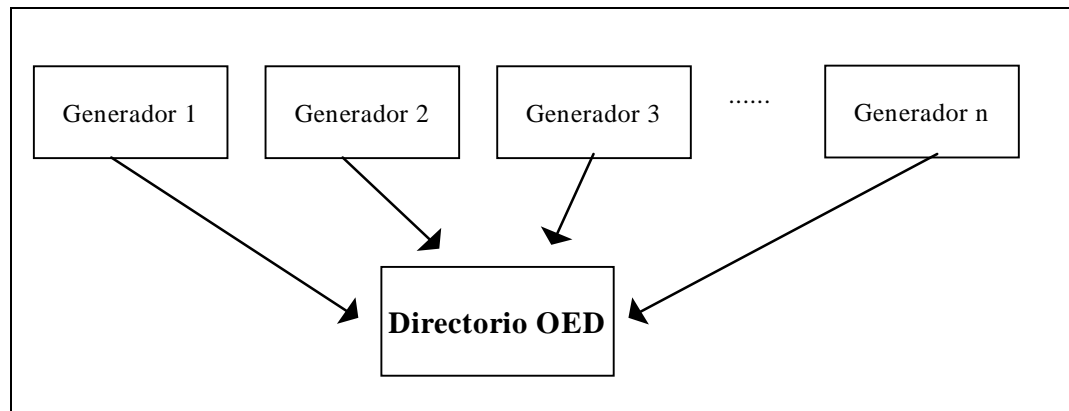


Figura 3.3: Directorio OCD integrado solo por generadores

Las ventajas de este tipo de organización radican en el conocimiento que tienen los generadores de la operación y manejo del sistema eléctrico. La ausencia de otros agentes de mercados, aumenta el peligro de colusión entre los generadores.

Según [Pech93] este tipo de directorio, conformado sólo por generadores tiene el peligro de convertirse en un cartel de información y permitirles ganar poder de mercado. A través del control de la información de los modelos en uso pueden manejar información crítica de precios y operación del sistema eléctrico.

b) Consejo Integrado por la totalidad de Usuarios del Sistema

La participación de representantes de los generadores, transmisores, distribuidores, Grandes usuarios y el regulador en el Consejo directivo del OED es un paso importante para la independencia y transparencia de este organismo.

En la Figura 3.4 se aprecia el esquema de participación en este tipo de directorios

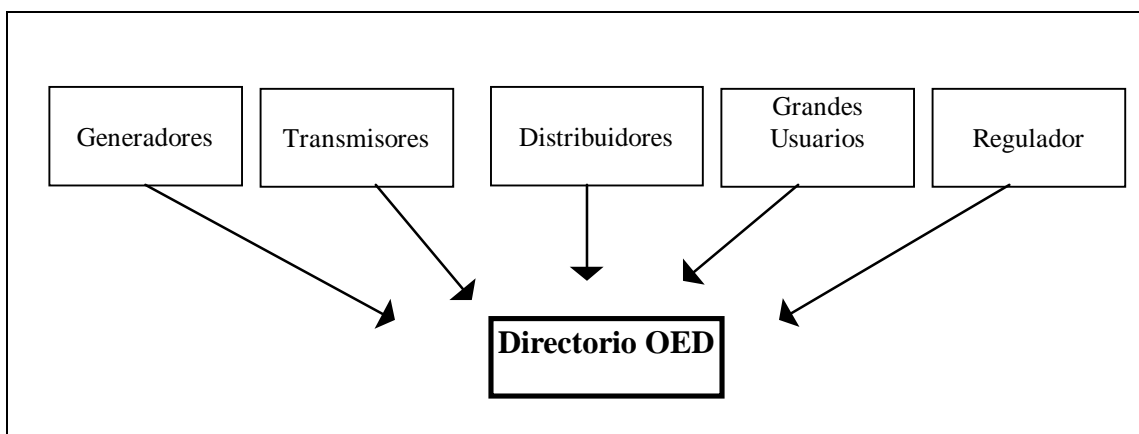


Figura 3.4: Directorio distintas clases.

La participación de las distintas clases de agentes del mercado en el directorio del OED permite tener representado la mayor parte de los intereses del mercado en este organismo. Esta composición del directorio permite tener una adecuada contraposición de intereses al interior del directorio, obteniendo mayor independencia de los intereses particulares de los agentes y una mayor transparencia del mercado. La participación de los diferentes agentes del mercado en el directorio asegura además un adecuado flujo de información entre los diferentes agentes del mercado.

Con esta composición las decisiones tomadas al interior del directorio tienen un nivel de aceptación y validación mayor, al ser discutidas al interior de un directorio conformado por todas las clases y la mayor independencia del OED.

La representación de los agentes de las diferentes clases puede ser realizada a través de asociaciones (Argentina) o en forma directa (Inglaterra). Esto se detalla en la sección siguiente de este trabajo.

c) Consejo de Personas Independientes

Existe la alternativa de designar personas que no tengan relación con agentes que participen en el mercado eléctrico en la dirección del OED, logrando de esta forma, la independencia en forma directa del OED.

Estas personas deben tener independencia financiera de los agentes participantes del mercado y tener calificación profesional en el sistema eléctrico para poder integrar el directorio. La dificultad principal radica en que este directorio se puede aislar de las características puntuales de operación del sistema en determinados períodos o escenarios, generando conflictos y decisiones que se escapan de los objetivos originales.

Además, los métodos de designación de estos directores independientes deben ser bien definidos y transparentes, para evitar que algún estamento del mercado pueda utilizar este directorio en función de sus intereses.

Una variante a este esquema de organización, consiste en combinar representantes de agentes del mercado con personas independientes en el directorio⁷, lo que permite combinar las ventajas de ambos esquemas de organización.

⁷ Este es el caso del Pool de Victoria en Australia, donde el directorio está compuesto por 9 miembros: 5 independientes y 4 representantes de agentes del mercado (2 representantes de generadores y 2 representantes de distribuidores y consumidores).

Otra variante a este sistema consiste en entregar la administración del OED a una corporación con fines de lucro, con los incentivos financieros en función de los objetivos organizacionales propuestos para el OED.

d) Consejo de Doble fila

Este tipo de organización es una combinación de los dos últimos sistemas, en el cual se complementa un panel de actores del mercado, que actúa como cuerpo consultivo y un panel de personas independientes que tiene capacidad resolutive.

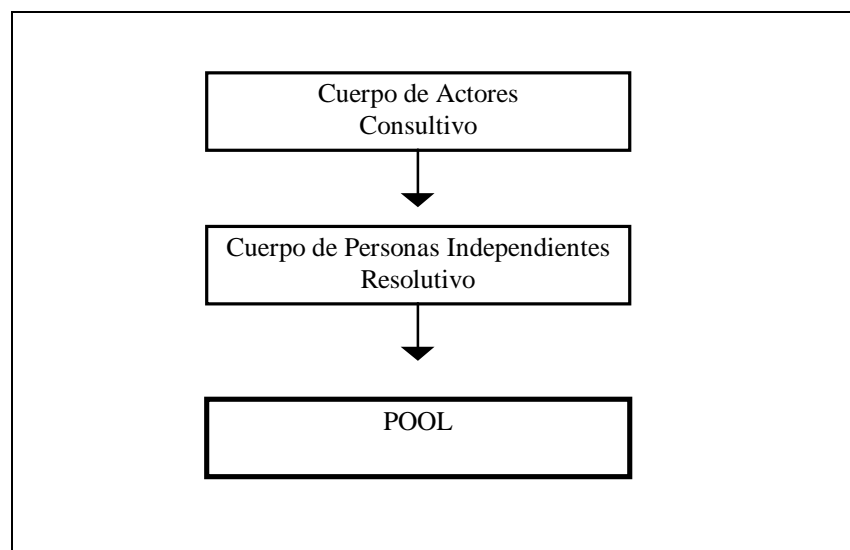


Figura 3.5: Directorio de dos filas.

El éxito de este tipo de organización, a juicio de [Barker97] depende de una combinación de las siguientes características:

- El consejo de personas no relacionadas con los agentes del mercado debe tener una mezcla de habilidades y experiencia en sistemas de despacho y operación de sistemas eléctricos.
- Los directores independientes deben estar protegidos de los riesgos asociados con el desempeño de sus labores en el directorio.
- El comité de representantes del mercado debe estar claramente subordinado al consejo independiente.

- El comité de agentes del mercado debe ser ampliamente representativo.
- El comité de agentes independientes debe tener el poder suficiente para asegurar que las disputas no formen "cuellos de botella" en un comité por desacuerdos u operación ineficiente.
- Deben existir los canales formales e informales de información entre ambos directorios. La independencia no significa aislarse.
- La función de vigilancia del directorio independiente no debe retardar la habilidad del Pool de ajustar sus reglas.
- Reguladores u otros representantes del gobierno no deben ser miembros con derecho a voto.
- Los participantes del mercado deben elegir al consejo de personas independientes más que al Gobierno para arbitrar sus disputas.
- El consejo independiente debe ser requerido para evaluar periódicamente si la estructura fundamental del sector es consistente con una operación eficiente y transparente del Pool y del sistema.

Los últimos cuatro principios requieren alguna elaboración. El séptimo trata de vigilancia. Hay dos aproximaciones básicas para la vigilancia. Una opción es que el consejo externo debe revisar y aprobar cada proposición de cambios en las reglas del Pool antes de que el cambio pueda tener efecto. Otra opción es proveer al cuerpo independiente con la habilidad de revisar cada cambio en las reglas, pero dejando la discreción de elegir cuales cambios revisar. Estos principios están en concordancia con los principios del Banco Mundial enunciados al comienzo de este trabajo.

La Tabla 3.1 resume las principales ventajas y desventajas de las diferentes formas de organización analizadas en este capítulo.

Tabla 3.1: Ventajas y desventajas diferentes conformación de directorios.

Tipo de Directorio	Ventajas	Desventajas
Solo Generadores	Conocimiento acabado del sistema y mercado eléctrico.	Peligro de formación de un cartel de información.
Distintas clases de actores (generadores, transmisores, distribuidores, clientes, etc.)	Información para todos los actores del mercado. Alto nivel de validación de las decisiones.	Excesivo número de integrantes.
Personas Independientes	Independencia de intereses particulares en la toma de decisiones	Peligro de separar al directorio de la realidad del mercado. Claridad en la designación
Sistema de dos Filas	Combina las ventajas de un consejo de agentes del mercado (consultivo) con un cuerpo de personas independientes (resolutivo).	El cuerpo independiente puede aislarse de las características de funcionamiento del sistema.

3.2.3 Formas de Representación en el Directorio

En los mercados eléctricos mundiales existen diferentes formas de participación de los usuarios al interior de los directorios de los OED. Estas pueden ser directas o indirectas, dependiendo si los todos los usuarios tienen voto al interior del directorio o son representados por una asociación respectivamente. A continuación se detallan algunas formas de representación en uso en los sistemas eléctricos.

3.2.3.1 Asociaciones de Usuarios

La representación de los agentes del mercado por medio de asociaciones que representen sus intereses en el directorio se presenta como una forma de organización práctica y expedita.

Las asociaciones actúan como catalizador para las inquietudes de los agentes, creando un primer filtro a las aspiraciones de los usuarios, al estar los intereses de los usuarios, muchas veces, contrapuestos con los otros agentes de su misma clase. Luego, para poder alcanzar al directorio deben tener un cierto grado de apoyo por parte de los agentes de una misma clase.

Los usuarios pierden individualmente su capacidad para defender sus intereses particulares en el directorio del OED.

a) Votaciones

La votación al interior de las asociaciones debe ser estudiada de modo de dar representación a todos los agentes que componen una misma clase. Estas votaciones hacen referencia a la designación de los representantes ante el directorio, los estatutos de la asociación, la definición de materias a ser puestas en consideración por el directorio del OED, tanto respecto a la operación como a posibles cambios a la institucionalidad vigente para el OED.

3.2.3.2 Participación Directa

La participación directa de los involucrados en el directorio del OED tiene la ventaja de entregar y recibir la información de primera fuente, tanto por el lado de los usuarios, como por el del Pool. Existen complicaciones prácticas como son la dificultad en las votaciones por el excesivo número de usuarios y por el diseño de un mecanismo de votación que permita una adecuada distribución de los derechos al interior del Pool.

a) Excesiva dificultad en las votaciones

El excesivo número y diversidad de miembros cuando se tiene un sistema de participación directa en el directorio, produce una serie de complicaciones al proceder a votar asuntos relacionados con la operación del sistema. En general, para hacer funcional este tipo de organización se designa un comité ejecutivo, el que se puede reunir más frecuentemente y a menor costo que la totalidad de los miembros. Según [Barker97] este tipo de directorio funciona si los miembros entregan suficiente poder de decisión al directorio. En el caso inglés⁸ esto no funciona bien, ya que cualquier miembro del Pool tiene el derecho a requerir que una decisión del comité ejecutivo sea votada por el total de los miembros.

⁸ El Pool Inglés tiene 55 miembros, entre productores y comercializadores. Cuenta con un comité ejecutivo de 10 miembros compuesto por 5 representantes de los generadores y 5 de los comercializadores.

3.2.4 Toma de Decisiones al interior del directorio

El mecanismo de toma de decisiones al interior del directorio de un OED debe cumplir una serie de condiciones para contribuir a los objetivos de estos organismos.

a) Mecanismos de Votación

El mecanismo de votación al interior del OED debe ser representativo de los diferentes intereses presente en el directorio, y a la vez evitar que algún determinado grupo de actores logre dominar al interior del organismo.

Las votaciones pueden ser por mayoría simple, supermayoría (75% de los votos por ejemplo), unánimes, o alguna combinación de las mismas dependiendo de la importancia del asunto bajo votación.

i) Derechos de Votación:

Las votaciones en un directorio pueden ser agrupadas en dos categorías: una persona un voto, o votaciones con pesos diferentes (asignados por parámetros como pueden ser: capacidad instalada, demanda, volumen de transacciones, etc.). La asignación de derechos de votación permite asignar distintas cuotas de poder a las clases involucradas, pudiendo asignar el control a una clase o agente en particular. Existen dos justificaciones para la votación con pesos diferentes: las grandes entidades deben tener mayor voz en las decisiones y la segunda que indica que las votaciones por peso, ayudan a las compañías o grupos de compañías relacionadas que cumplen múltiples funciones y, por consiguiente tienen intereses diferentes en votaciones particulares. En este sentido se ha permitido la separación de los votos de algunas compañías.

ii) Mayorías

Las decisiones pueden ser tomadas de diferente forma dependiendo del sistema de mayorías implementado en el sistema: mayoría simple, supermayoría (75% de los votos, etc.), unanimidad. En el primer caso las votaciones tienen una mayor probabilidad de ser aprobadas que en el de supermayoría, donde se necesita el acuerdo de un mayor número de integrantes para lograr aprobar alguna resolución. En el caso de las votaciones por unanimidad la posibilidad de lograr acuerdos se reduce considerablemente y en la práctica resulta ser un método que funciona con dificultades. Este último tipo de votación protege los intereses de los grupos minoritarios.

iii) Tipos de votación:

Pueden existir diferentes tipos de votación dependiendo de la materia que se este sometiendo a deliberación. Esto se refiere a que las mayorías necesarias puede cambiar de una materia a otra, facilitando las modificaciones de algunas materias (mayoría simple) y dificultando las de otras (unanimidad).

iv) Derecho a Veto

El derecho a veto entrega a algún agente determinado la capacidad de bloquear modificaciones que se estén proponiendo. Este derecho otorga gran poder de negociación a quien lo ostenta. Generalmente el derecho a veto es entregado al regulador para evitar modificaciones a la reglamentación que afecten el desempeño del sistema.

v) Jerarquía de Decisiones

El diseño de jerarquías para la toma de decisiones, permite asignar las decisiones sobre diferentes aspectos a instancias distintas al interior del OED. Las decisiones de operación pueden ser tomadas por un cuerpo técnico, sin pasar por el directorio, el que tiene el derecho, si lo estima conveniente, de revisarlas. Se reserva el directorio para decisiones relacionadas con las reglas del Pool u otros asuntos de un nivel mayor. Esto permite un mejor funcionamiento del OED.

3.3 Infraestructura del OED

La infraestructura física y el personal del OED deben ser los adecuados para desarrollar las labores que este organismo tiene encomendadas. En base al financiamiento otorgado por los agentes del mercado, el OED debe estar dotado de personal y activos que le permita desempeñar correctamente su labor. La importancia de su labor hace necesario dotar a este organismo con una infraestructura adecuada. El control en tiempo real del sistema requiere contar con los equipos de control y medición necesarios para cumplir con esta función. El manejo y difusión de la información relevante hace necesario contar con una infraestructura informática acorde.

3.3.1 Personal del OED

El personal del OED deben cumplir condiciones especiales para desarrollar su labor. En especial, en lo referente a la independencia de intereses financieros con los participantes del mercado. Esto es importante para garantizar la independencia en las decisiones del OED.

Deben existir además cláusulas en la cual los empleados no puedan trabajar en una empresa participante del mercado un tiempo prudencial después de dejar sus labores en el OED.

3.3.2 Financiamiento

El financiamiento de las actividades del OED debe estar basado en un mecanismo independiente y equitativo para todos los actores del mercado.

En los casos argentino y colombiano el OED cobra un porcentaje de las transacciones de mercado para financiar los servicios que presta. Esto le permite contar con los recursos necesarios para realizar su labor de forma descentralizada y autónoma, evitando posibles interferencias de agentes externos por medio de manejos presupuestarios.

IV. MARCOS REGULATORIOS

Los mercados eléctricos analizados en el presente capítulo son: Argentina, Chile y Colombia. A continuación se describen las instituciones y estructura organizacional de los mercados eléctricos analizados. En los tres casos corresponden a mercados organizados bajo el modelo Poolco, con distintas características, tanto en la organización del OED como en el tipo de mercado implementado.

Se analizan además las principales interrelaciones entre las instituciones que integran cada mercado eléctrico y las principales ventajas y falencias del funcionamiento de los modelos implementados.

4.1 Mercado Eléctrico argentino

A continuación se presenta una descripción del mercado eléctrico argentino y las instituciones que lo componen.

4.1.1 Descripción

El sistema argentino fue desregulado en el año 1992 y es un sistema equilibrado, en cuanto a las fuentes de energía eléctrica, con un 45% del total de la capacidad instalada hidráulico, una pequeña porción (6%) nuclear y el resto termoeléctrico. En la actualidad se encuentra casi en su totalidad en manos privadas y el mercado por el lado de la oferta se encuentra muy atomizado y con una fuente expansión.

La potencia instalada corresponde a 18.120 MW (1997). Como se aprecia en la Figura 4.1 la composición del parque es bastante equilibrada en sus componentes térmica e hidráulica.

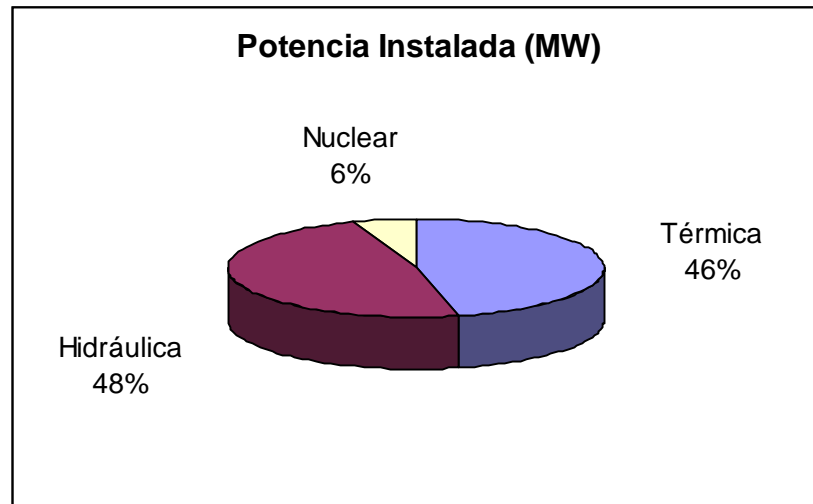


Figura 4.1: Potencia instalada por tipo en Argentina

Los generadores ofertan toda su potencia y energía en el mercado spot, mientras que los grandes usuarios deben tener contratada el 50% de su demanda y los distribuidores pueden comprar a precio regulado.

La oferta se encuentra muy atomizada, como se puede apreciar en la Fig. 4.2, no existiendo generadores con una capacidad instalada mayor al 10% de la capacidad total. Esto, junto con la entrada de nueva generación hidráulica ha producido una baja importante en los precios en el mercado spot, como se puede apreciar en la Fig. 4.3

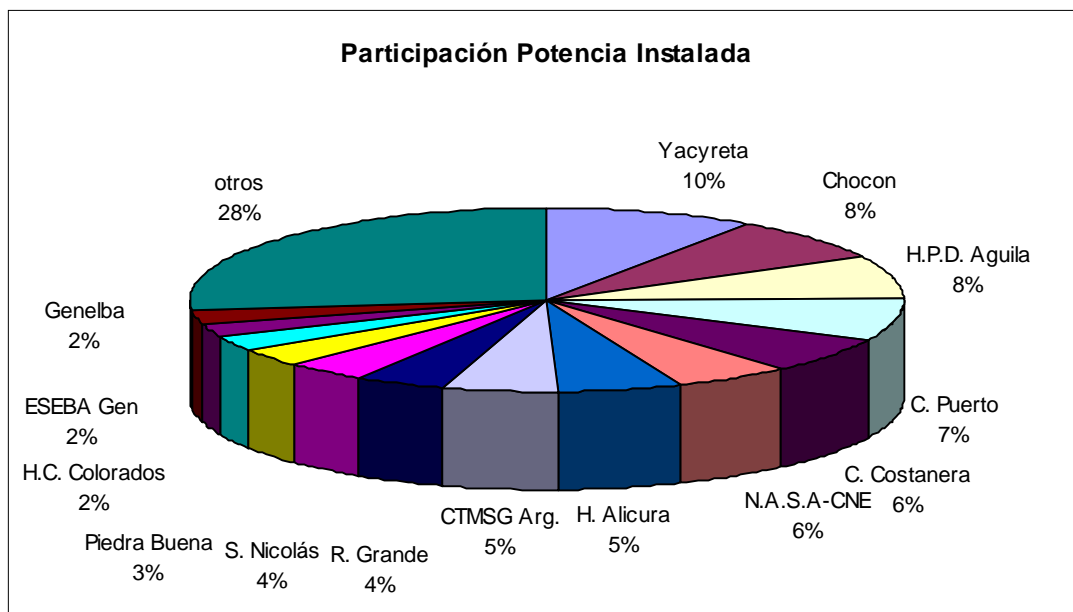


Figura 4.2: Participación en la potencia instalada por empresa en Argentina

El gran número de productores y su baja participación de mercado es uno de los pocos ejemplos de un mercado tan competitivo en generación, no siendo la regla en la mayoría de los sistemas eléctricos del mundo. El sistema cuenta además, con interconexiones internacionales con Uruguay y Paraguay. Próximamente se construirá una línea exportadora a Brasil.

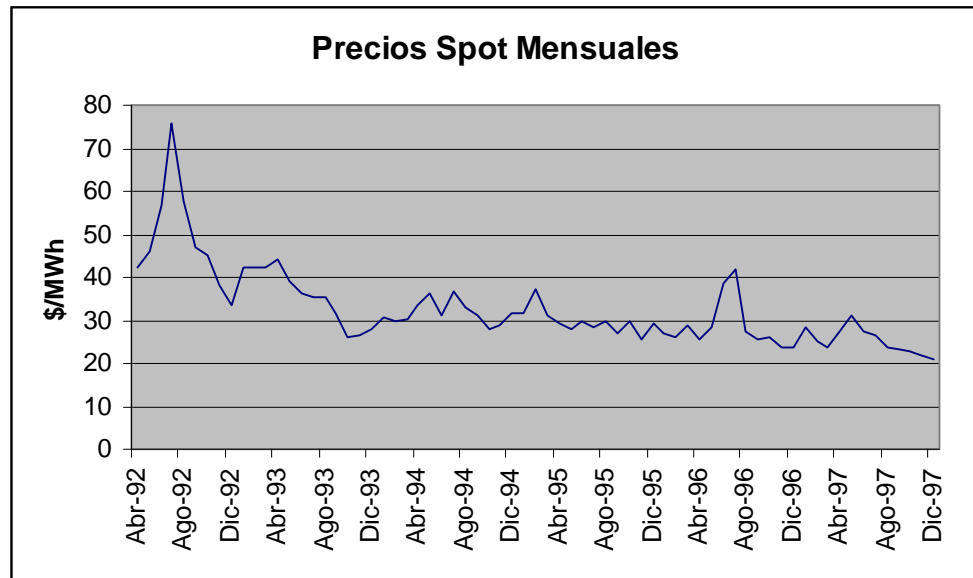


Figura 4.3: Precios spot mensuales Argentina

4.1.2 Organismo Regulador

En el sistema argentino la institución encargada de dictaminar la normativa eléctrica o sus modificaciones, corresponde a la Secretaría de Energía (SE).

4.1.2.1 Secretaría de Energía (SE)

La Secretaría de Energía (SE) actúa como el ente normador del mercado eléctrico argentino. Es el organismo encargado de definir la política energética del país.

Entre sus principales funciones en el ámbito de la generación según [Bast95] se destacan:

- Resolver en un plazo de 30 días hábiles, propuestas de prórroga o renegociación de nuevas concesiones propuestas por el Ente Nacional de Regulación Eléctrica (ENRE),
- Elevar las propuestas de nuevas concesiones o extensiones consideradas favorables al Poder Ejecutivo Nacional (PEN) para su aprobación definitiva,
- Establecer las pautas y procedimientos a seguir por el ENRE en el curso de un nuevo proceso de selección de un nuevo concesionario,
- Autorizar el acceso de nuevos agentes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM),
- Definir los nodos de generación fuera de ámbito de la red de transporte que constituyen puntos de entrada/salida del MEM.
- Aprobar la información de costos operativos y de mantenimiento totales por unidad de producción por parte de empresas de generación de propiedad estatal - total o mayoritaria- y
- Definir las características mínimas a reunir por parte de los generadores habilitados para regulación primaria y secundaria de frecuencia.

Las funciones que tienen relación con el despacho en el sistema eléctrico argentino se detallan a continuación:

- Determinar la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios, a los efectos de regular las transacciones del MEM,
- Dictar las normas a las que se ajustará el despacho,
- Participar en el paquete accionario de CAMMESA,
- Dictar las normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia,
- Definir la metodología que CAMMESA utilizará para el cálculo y actualización de los precios de referencia de los combustibles y
- Sancionar las demoras en el despacho.

Además el Secretario de Energía actúa como presidente del directorio de CAMMESA y la SE actúa como instancia de alzada en los conflictos que ocurran entre las agentes del mercado y CAMMESA.

4.1.3 Organismos Controladores

El organismo encargado de hacer cumplir la normativa a nivel nacional en el sistema eléctrico argentino corresponde al Ente Nacional de Regulación Eléctrica (ENRE). Existen además los Entes Provinciales de Regulación Eléctricas (EPRE), encargados del cumplimiento de la normativa eléctrica a nivel Federal.

4.1.3.1 Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)

El ENRE cumple la función reguladora en el esquema argentino. Este organismo se encarga principalmente de: fijación de tarifas a los clientes regulados, control de la calidad del servicio y la resolución de controversias que se susciten entre agentes al interior del mercado eléctrico.

Sus miembros son designados por el Presidente de la República con consulta al Senado. Estos duran 5 años en sus cargos y son reemplazados en forma escalonada. La selección de los integrantes de este organismo se realiza por concurso, organizado por una consultora independiente.

Entre los objetivos del ENRE se destacan los siguientes:

- Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios,
- Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar las inversiones para asegurar el suministro de largo plazo,
- Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución,
- Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean razonables,
- Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías arbitrarias apropiadas y
- Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

El ENRE es el organismo encargado de hacer cumplir la Ley eléctrica Argentina (Ley 24065) y actúa como tribunal en los diferentes conflictos que se puedan presentar entre los agentes del mercado. Entre las principales funciones y facultades que la ley otorga al ENRE se destacan:

- Hacer cumplir la ley eléctrica y su reglamentación,
- Dictar reglamentos, normas y procedimientos,
- Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatoria y
- Establecer las bases para el cálculo de las tarifas de los contratos que otorguen concesiones.

El ENRE cuenta con facultades para administrarse de acuerdo a las normas de su creación, con autarquía del Gobierno argentino, pudiendo contratar personal, fijar las remuneraciones, etc. Esta autarquía no implica independencia [ENRE98] y se relaciona con el poder ejecutivo a través de la SE.

El ENRE recauda una tasa de inspección por las actividades que realiza, fijando ella misma su presupuesto que es elevado al Congreso para su aprobación.

4.1.3.2 Entes Provinciales de Regulación Eléctrica (EPRE)

Los EPRE son los organismos encargados del cumplimiento de la regulación eléctrica a nivel provincial. Son dependientes de los gobiernos de cada provincia. Su función, en general, se restringe al control de las compañías locales de distribución, muchas de las cuales se encuentran en proceso de privatización.

Existen algunos conflictos jurisdiccionales de estos organismos con el ENRE, principalmente por las características de estado federado de Argentina y la independencia de las provincias y sus organismos gubernamentales.

4.1.4 Organismo Coordinador

El organismo encargado de la coordinación en el sistema eléctrico argentino corresponde a la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.(CAMMESA).

4.1.4.1 CAMMESA

La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.(CAMMESA) es una sociedad Anónima, sin fines de lucro y tiene como su nombre lo indica, la misión de administrar el Mercado Eléctrico Mayorista.

Entre las funciones de CAMMESA se destacan:

- Despacho técnico-económico del Sistema argentino de Interconexión (SADI)
- Supervisión de la seguridad y calidad de funcionamiento del SADI
- Valorización de las transacciones económicas en el mercado Spot y en el mercado a término (contratos).
- Gestión de facturación, cobranza, pagos y operación financiera de los fondos del mercado.
- Servicios adicionales (información, prospectiva, gestión de ingresos de agentes, otros).

a) Propiedad y Participación

La propiedad de CAMMESA se distribuye en 20% para cada uno de los siguientes accionistas: el Estado Nacional (acciones clase A), Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA) (acciones clase B), Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA)(acciones clase C), Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA)(accione clase D), Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA). La

Secretaría de Energía (SE) será la tenedora de las acciones de propiedad del Estado Nacional y ejercerá los derechos correspondientes.⁹

Estas asociaciones integran el Directorio del CAMMESA, el cual se compone de la siguiente manera:

- 2 representantes del gobierno (uno de los cuales ostenta la presidencia).
- 2 representantes de los generadores.
- 2 representantes de los transmisores.
- 2 representantes de los grandes usuarios.

El Secretario de Energía Eléctrica es el presidente del directorio y nominará al vicepresidente.

Las resoluciones del directorio se adoptarán por mayoría de votos de los directores presentes, siempre y cuando en la mayoría se encuentre el presidente de la sociedad o el vicepresidente en ausencia de este. Es decir se le da el derecho a veto a los representantes del gobierno.

b) Despacho

En los inicios del mercado eléctrico competitivo, el despacho del mercado eléctrico estaba basado en costos marginales auditados. Por problemas de definición del costo marginal para cada una de las unidades del sistema, se decidió liberalizar las ofertas de las empresas a un costo marginal declarado, con un tope.

En la actualidad el despacho del sistema se realiza de la siguiente manera: las unidades de generación térmica declaran el costo y la disponibilidad de combustible cada seis meses (con rectificaciones cada tres), para luego, en base al valor de la generación térmica, las centrales hidráulicas hagan su declaración del costo del agua embalsada. El despacho se realiza en base a estas ofertas en forma

⁹ Decreto 1192/92, artículo 3, Argentina.

independiente de los contratos de cada compañía. El tope para las ofertas de energía, en la práctica no presenta restricciones para el mercado, encontrándose este valor muy por encima de las ofertas presentes en el mercado.

Las unidades de vapor necesarias para dar punta y que tienen restricciones de detención/partida altas, son mantenidas en funcionamiento, sin generar precios, pagándoseles el menor valor entre su costo a mínimo técnico (por curva de consumo) y el costo en que fue definido la hora valle en la programación estacional inmediatamente anterior.

Los ingresos que se generan por restricciones en la capacidad de transporte van a un fondo por corredor, que es utilizado posteriormente para la ampliación del corredor correspondiente.

4.1.5 Análisis del Mercado Eléctrico Argentino

A continuación se presenta un análisis de las principales características del funcionamiento del mercado eléctrico argentino, describiendo en primer lugar los aspectos positivos del funcionamiento de este mercado, para luego indicar algunas falencias existentes.

Este análisis es fruto de entrevistas con personas que participan en el mercado eléctrico argentino, tales como, representantes de empresas generadoras, directivos de CAMMESA, directores del ENRE, consultores, etc.

4.1.5.1 Pilares del Mercado Eléctrico argentino

A continuación se describen las principales características positivas del mercado eléctrico argentino:

a) Libre acceso a la información por parte de todos los agentes

La transparencia de la información es uno de los pilares de CAMMESA. La información disponible a través de una red computacional denominada "MEMNET" es abundante y permite tener una idea de la dinámica del mercado.

Esta disposición transparente de la información es importante para una buena auditoría de los procesos que realiza CAMMESA por parte de los agentes del mercado.

Existe información de cada uno de los contratos firmados por las empresas de generación con sus clientes, incluyendo precios y cantidades. Esta información permite acercarse a la información necesaria en un mercado competitivo (competencia perfecta), permitiendo a los usuarios contar con la información necesaria para firmar sus contratos en condiciones de igualdad.

b) Representación de gran parte de los agentes en el directorio

Existe clara concordancia por parte de los agentes que la representación de generadores, transmisores, distribuidores y grandes usuarios en el directorio de CAMMESA entrega las garantías necesarias para considerarlo un ente independiente.

La presencia de la Secretaría de Energía en el directorio, así como su excesivo protagonismo son puestas en duda por algunos agentes.

c) Gran dinámica regulatoria

El sistema de trabajo de CAMMESA, cuyo directorio está integrado por los diferentes agentes del mercado, permite generar instancias de mejoramiento de la regulación. Las mejoras pueden ser consensuadas al interior del directorio entre los representantes de las distintas asociaciones y de la SE, para luego ser enviadas a este organismo para su promulgación.

En general este procedimiento funciona para las mejoras a los procedimientos que rigen el accionar de CAMMESA.

4.1.5.2 Principales problemas Mercado Eléctrico argentino

A continuación se presentan las principales falencias existentes en el mercado eléctrico argentino:

a) Excesiva participación estatal CAMMESA

La participación de la SE en CAMMESA tenía el objetivo original de representar a los usuarios regulados que por su escasa información, no tenían la capacidad para estar en el directorio. La actual participación de la Secretaría de Energía es protagónica al interior de CAMMESA, pasando a ser el actor principal en el directorio. Este excesivo protagonismo trae aparejados riesgos de manipulación política del OED.

Esta excesiva participación del gobierno CAMMESA se ve reflejada, a juicio de algunos agentes, en que se ha desvirtuado el despacho económico en una búsqueda persistente de reducción del precio de la energía. CAMMESA ha utilizado el despacho como instrumento para bajar los precios.

Por otra parte, se plantea que el actual nivel bajo de precios se debe en parte a la entrada de generación hidráulica proveniente de obras del gobierno (Yaciretá) y que en condiciones de mercado correctas no hubiesen ingresado nunca.

A juicio de algunos agentes, bajo las actuales condiciones de funcionamiento del mercado eléctrico argentino, la participación de la Secretaría de Energía en el directorio, se hace innecesaria.

b) Falta de incentivos para firmar contratos

Actualmente en el mercado eléctrico argentino no hay incentivos claros para firmar contratos. Los distribuidores debieran ser los naturales interesados en firmar contratos con los generadores por dos motivos: eliminar el riesgo de la variabilidad del precio spot y asegurarse el suministro en caso de escasez del mismo. Sin embargo, no tienen real interés debido a que, primeramente, compran a precio estabilizado (con lo que el riesgo se calza), asumiendo la variabilidad un fondo de

estabilización y, segundo, la sobreoferta actual de generación presenta como poco factible una posible escasez de suministro.

El actual nivel de demanda contratada es mantenido por contratos de los distribuidores, que fueron firmados antes de la desregulación y que tienen precios altos respecto a los actuales niveles de precio del mercado. El actual nivel de contratación respecto al total del mercado es de alrededor del 50%, esperándose que este nivel disminuya en el corto plazo.

Los únicos que tienen incentivos para firmar contratos son los grandes usuarios como una forma de calzar el riesgo. Algunos usuarios han planteado la necesidad de restringir la participación de las empresas distribuidoras en el mercado Spot.

c) Incentivos de Largo Plazo: Pago por potencia

Una parte importante del pago de capacidad o pago de potencia en el sistema argentino está relacionado a la generación de energía en 18 horas de un día hábil (horas fuera de valle). Este pago por potencia ha interferido en las ofertas de energía por parte de los generadores, disminuyendo el precio de la energía, aún bajo el costo marginal de las unidades. Esto producto de la búsqueda del verdadero precio, al tener un ingreso extra, pueden disminuir sus ofertas por energía al tener el ingreso por potencia relacionado a la generación de energía.

Esta interferencia entre el pago por potencia y las ofertas de energía, quita fuerza a los objetivos originales del pago por potencia.

d) Expansión del sistema de transporte

La ampliación del sistema de transporte es demasiado engorrosa y fácil de entabrar. Se debe obtener el apoyo del 30% de los afectados por la ampliación para llamar a audiencia pública para la ampliación del sistema troncal de transmisión. Si existe el voto en contra de un 30% de los afectados, la obra no se realiza.

No existe alternativa, para que un privado pueda construir una línea a su propio riesgo, sin pasar por estas audiencias.

4.2 Mercado Eléctrico Chileno

En la presente sección se describen las principales características del mercado eléctrico chileno, sus instituciones y las interrelaciones existentes en el mercado. Además se entregan los principales aspectos positivos y negativos del funcionamiento del mismo.

4.2.1 Descripción

El sistema eléctrico chileno fue reestructurado en 1982 y de los mercados eléctricos analizados en el presente trabajo, fue el primero en crear un mercado competitivo en generación. La reestructuración fue acompañada de la privatización de las empresas eléctricas.

El país cuenta con dos sistemas eléctricos principales: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC).

El SING cuenta con una capacidad instalada de 1500 MW en 1996, eminentemente térmica, con una demanda proveniente principalmente de consumos mineros y un fuerte incremento de la demanda. En la Figura 4.4 se aprecia la participación en la potencia instalada por empresa en el SING.

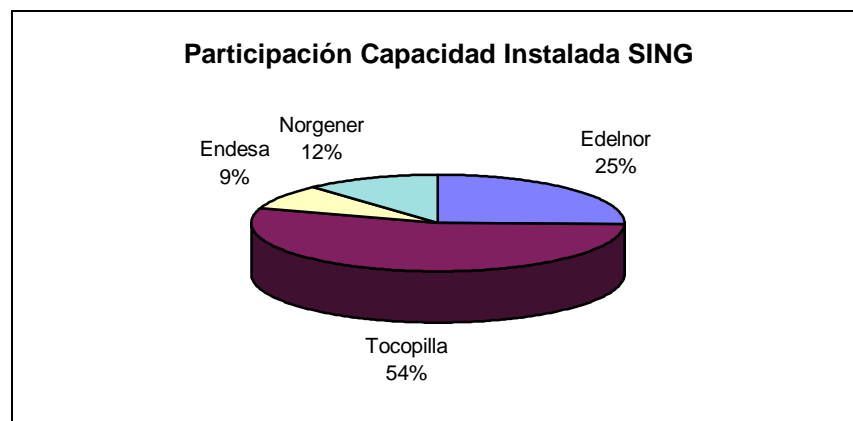


Figura 4.4 Participación en la potencia instalada por empresa en el SING 1996

El SIC es un sistema eminentemente hidráulico (75% de la capacidad instalada en 1997), con una demanda en constante crecimiento de un 7% anual promedio. La participación en la potencia instalada de las empresas del SIC se indica en la Figura 4.5.

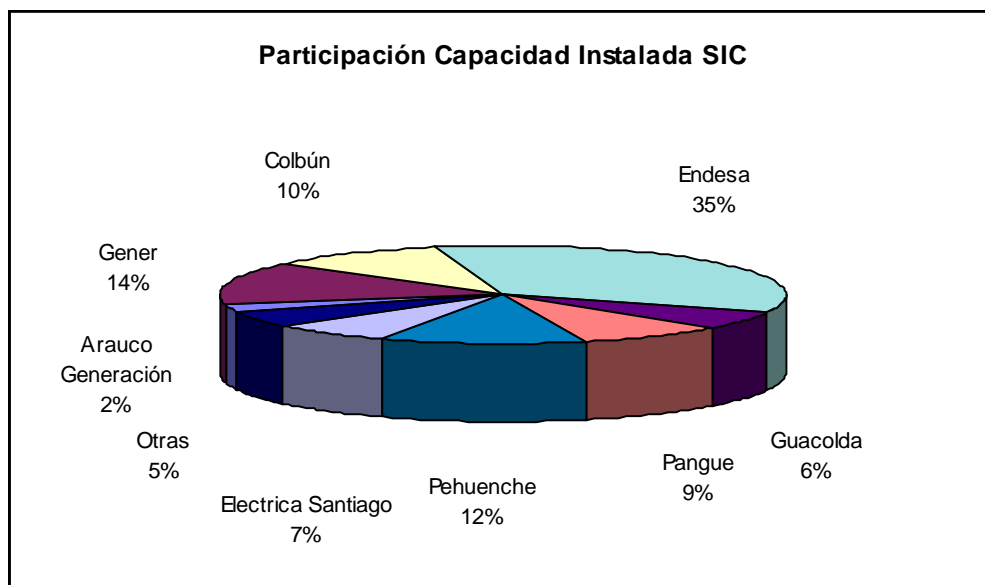


Figura 4.5 Participación por empresa en la potencia Instalada en el SIC.

El despacho de las unidades de generación, como en un modelo de despacho centralizado, es independiente de los contratos de los generadores.

El mercado eléctrico es administrado por las propias empresas de generación, las que conforman el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), un club de generadores, sin personal ni activos, participan sólo los grandes generadores, los cuales son despachados en función de sus costos marginales. Estos pueden suscribir contratos en forma libre con clientes cuya demanda supere los 2 MW y con las distribuidoras a precio regulado por la autoridad. La energía comprometida en los contratos no puede sobrepasar la energía firme del respectivo

generador¹⁰. El mercado spot se encuentra administrado por el CDEC y en el sólo participan generadores, que transan sus déficit y excedentes, derivados de la operación del sistema y la política comercial de cada uno.

La operación del sistema en el SIC ha sido llevada a cabo por la principal empresa de generación ENDESA, con acuerdo de los otros integrantes del CDEC.

Las instituciones del gobierno relacionadas con el sistema eléctrico, son la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Ministerio de Economía.

Los principales cuerpos regulatorios son el decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982 y el decreto N°6 de febrero de 1985, ambos del Ministerio de Minería.

A continuación se realiza una descripción de las principales alternativas de mercado.

4.2.1.1 Mercados

Se distinguen tres mercados a los cuales están dirigidas las ventas de energía y potencia de las empresas generadoras:

- Mercado de productores: corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, desde aquéllas que por señal de despacho tienen una generación superior a la comprometida por contratos (empresas excedentarias) hacia aquéllas que por señal de despacho tienen una producción inferior a la energía y potencia contratadas con clientes (empresas deficitarias). Las transferencias físicas y monetarias son determinadas por el CDEC y se valorizan, en forma horaria, al costo marginal resultante de la operación económica del sistema. En el caso de la potencia, las transferencias son valorizadas al precio correspondiente.

¹⁰ La energía firme se calcula en base a la disponibilidad promedio para las unidades térmicas y como la energía disponible en años secos para las centrales hidráulicas.

- Mercado de clientes libres: está constituido por consumidores con una potencia conectada superior a los 2.000 KW, habitualmente de tipo industrial o minero. Se trata de clientes no sujetos a regulación de precios, quienes pueden negociar libremente los precios del suministro eléctrico con las empresas generadoras o distribuidoras. En el SIC, durante 1997, los clientes de esta categoría representan aproximadamente 30 % del consumo total de dicho sistema, en tanto en el SING representan el 90%.
- Mercado de clientes regulados: corresponde al mercado de los consumidores cuyo consumo es igual o inferior a los 2.000 kW y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora, de la cual son clientes. Estos consumidores -residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria- representaron durante el año 1997 aproximadamente el 70 % del total del consumo en el SIC. En este mercado, las ventas de las compañías generadoras están dirigidas a las empresas distribuidoras. Los precios de generación-transmisión son regulados, se los denomina “Precios de Nudo” y son decretados por el Ministerio de Economía. El objetivo de regularlos es estabilizar el precio resultante, que puede variar en forma significativa día a día. Estos precios son determinados cada seis meses por la Comisión Nacional de Energía, sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema en los siguientes 48 meses, en el caso del SIC, y 24 meses, para el SING.

4.2.2 Organismos Reguladores

En el mercado eléctrico chileno, tanto la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Ministerio de Economía pueden ser considerados como organismos reguladores. En la Figura 4.6 se presentan las principales relaciones entre las instituciones que componen el mercado eléctrico chileno.

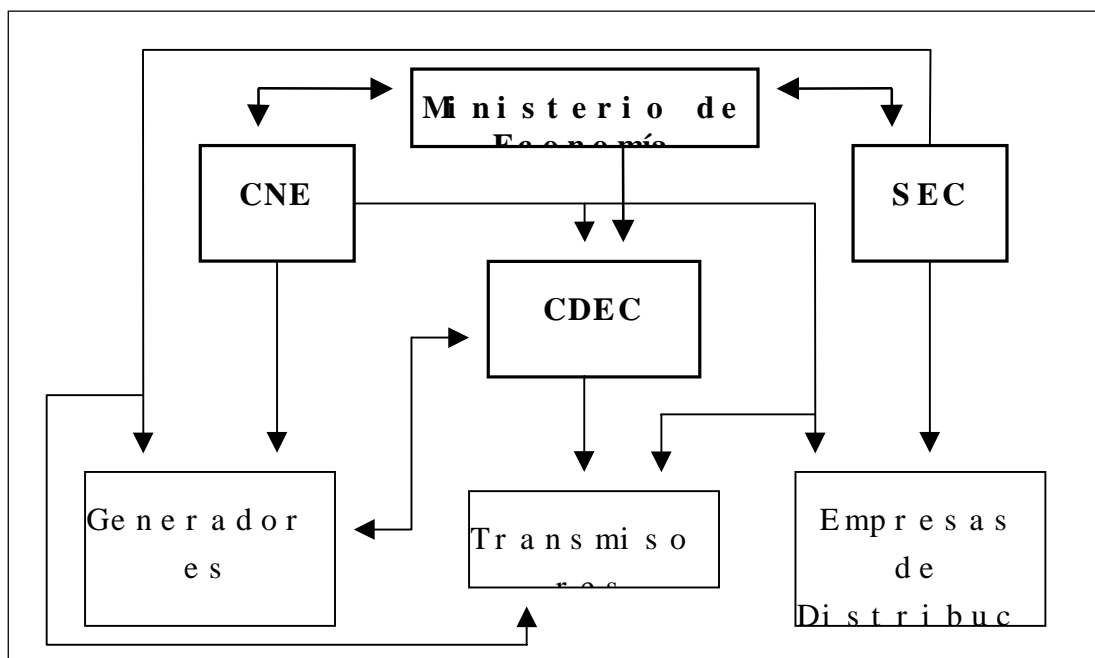


Figura 4.6: Relaciones organismos mercado eléctrico chileno

A continuación se presentan las principales características de cada una de estas instituciones.

4.2.2.1 Comisión Nacional de Energía (CNE)

La Comisión Nacional de Energía (CNE), es un organismo asesor del Presidente de la República, encargado de la política energética del país. Dentro del sector eléctrico, sus principales funciones son el diseñar las modificaciones a la regulación existente, proponer el plan indicativo de la expansión del sector eléctrico y determinar cada seis meses el precio regulado para los usuarios menores, denominado Precio de Nudo.

Dentro de sus tareas, relacionadas con el mercado eléctrico se destacan:

- Actuar técnicamente en la planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión
- Diseño de normas y reglamentaciones
- Cálculo de tarifas y precios regulados
- Actuar de ente técnico informando al ministerio de economía, que resuelve las divergencias entre concesionarios o entre los miembros de los CDEC.

4.2.2.2 Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

Es el organismo encargado de fijar las tarifas y fomentar el desarrollo eficiente de los diversos sectores, mediante el mantenimiento de prácticas competitivas en todas aquellas áreas en que esto sea técnica y económicamente factible, o vía regulación cuando es necesario.

Actúa como arbitro de las divergencias que ocurren al interior de los CDEC, debiendo emitir sus resoluciones previo informe de la CNE. Actúa además resolviendo los conflictos entre concesionarios.¹¹

¹¹ “El Sector Eléctrico en Chile”, Francisco Aguirre L. 1994

4.2.3 Organismo Contralor

4.2.3.1 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

La superintendencia es el organismo fiscalizador, que vela por el cumplimiento de las leyes y reglamentos, tiene la responsabilidad técnica en el otorgamiento de concesiones, y controla la calidad del servicio eléctrico.

La SEC debe aplicar las multas correspondientes a las fallas del sistema, si estas se produjesen por acciones de las empresas.

4.2.4 Organismo Coordinador

4.2.4.1 Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)

El CDEC tiene por objetivo el coordinar la operación interconectada del sistema eléctrico, con el fin de preservar la seguridad del servicio, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y garantizar el derecho de servidumbre sobre las líneas de transmisión.

Entre las funciones del CDEC se destacan:

- Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando la operación actual y la esperada para el mediano y largo plazo, y comunicarla a los integrantes del CDEC para que éstos operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes.
- Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica que se derivan de la planificación de la operación.
- Coordinar la mantención preventiva mayor de unidades generadoras.
- Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantención preventiva mayor, adoptando las medidas correctivas que se requieran.
- Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre los integrantes del CDEC.¹²

¹² Decreto N°6 de 1985, Ministerio de Minería.

a) Composición del CDEC

Cada CDEC está integrado por las empresas generadoras con una potencia instalada mayor al 2% de la capacidad instalada del sistema al momento de la fundación del CDEC. En el caso del SIC dicha potencia es de 61 MW y en el SING de 15 MW. Las empresas de generación designan un representante para el Directorio y un representante para la Dirección de Operación de este organismo, así como los respectivos suplentes.

Las empresas que actualmente integran el CDEC del SIC son Endesa, Gener, Colbún, Pehuenche, Pangué, Guacolda, Arauco Generación y Eléctrica Santiago (ESA). En el CDEC-SING participan las empresas Electroandina, Edelnor, Norgener y Endesa, como se pudo apreciar en la Figura 4.4.

El CDEC dispone de un Directorio y una Dirección de Operación. El Directorio está formado por un representante de cada entidad integrante del CDEC. La presidencia del directorio es rotativa entre los integrantes del CDEC.

Los acuerdos al interior del CDEC deben ser tomados en forma unánime. En caso de no lograr esto, se da origen a una divergencia, la que debe ser resuelta por el Ministro de Economía, el cual dispone de 120 días para entregar una resolución.

b) Operación del SIC

La operación a largo plazo del principal sistema interconectado chileno, el SIC se realiza basándose en el manejo del agua de un embalse de regulación interanual, el Lago Laja. La importancia de esto radica en que el costo marginal del sistema es función principalmente del agua almacenada en este embalse, por lo que es posible asociar un valor al agua embalsada en función de la energía térmica que pueda reemplazar a futuro. En la actualidad también se modela la regulación de otros embalses de menor tamaño.

Este criterio de despacho, basado en modelos acordados por los participantes, implica la independencia de las preferencias particulares de cada empresa generadora, tomándose las decisiones en función de los parámetros que son aceptados por todos los participantes, tales como: cotas de embalse, precios de combustible, demandas, etc. En consecuencia se programa la operación de las unidades que se justifiquen económicamente, en virtud de que su costo marginal sea inferior o igual al costo marginal del sistema.

El criterio óptimo de operación del sistema que aplica el CDEC-SIC consiste en minimizar el costo global actualizado de operación y falla, preservando la seguridad de servicio del sistema eléctrico. La existencia de un embalse de regulación interanual de la importancia del lago Laja, obliga a estudiar la operación con horizontes de al menos dos años de operación a futuro. Su importancia obedece a que el costo marginal del sistema es función principalmente del volumen de agua almacenada en este embalse, como consecuencia de su carácter de regulación interanual que le permite almacenar agua a futuro.

4.2.5 Organismos Antimonopolio

4.2.5.1 Comisión Antimonopolio

La Comisión Antimonopolio, tiene por misión el resguardar la libre competencia en todos los ámbitos de la economía. Como tal le ha correspondido conocer diversas acusaciones que atañen a agentes del mercado eléctrico, en especial a lo referente a la integración vertical presente en algunos agentes del sector.

La resolución de la Comisión Antimonopolio del 15 de junio de 1997 indica que la principal empresa de transmisión del SIC, Transelec debe estructurarse como sociedad anónima abierta, separando sus activos (principalmente líneas de transmisión) de los de Endesa, principal generador chileno y propietario de Transelec. En la misma resolución, se indica que el gobierno debe dictar el reglamento eléctrico dentro del corto plazo, el cual en estos momentos se encuentra

pronto a ser promulgado. Además se indica que las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben licitar en forma pública sus contratos [Comanti97].

4.2.6 Características del Mercado Eléctrico chileno

A continuación se entrega un análisis con las principales ventajas y principales problemas que se presentan actualmente en el mercado eléctrico chileno. Estas se basan en un serie de entrevistas con actores del mercado e información aparecida en la prensa al respecto.

4.2.6.1 Principales Ventajas

A continuación se describen las principales ventajas de la estructura organizacional del mercado eléctrico chileno:

- a) La operación del SIC es bien percibida por los usuarios

La operación del SIC es bien percibida por la mayoría de los usuarios finales del sistema. Pese a su dependencia hidráulica, existe actualmente un buen nivel de confiabilidad del sistema, lo que es percibido de buena forma por los usuarios.

- b) Expansión de la potencia instalada

La expansión de la potencia instalada, ha permitido hacer frente al rápido crecimiento de la demanda. La instalación de centrales tanto térmicas como hidráulicas, en el último tiempo, ha reflejado el gran dinamismo que vive actualmente el mercado eléctrico chileno y la confianza de los inversionistas en el marco regulatorio que lo rige. Esto ha permitido además, una baja en los precios de la energía, la que ha sido traspasada a los usuarios finales. Además el sistema afrontó de buena forma un intenso período de sequía en el último año.

c) Baja en los precios

Se ha producido una baja importante de los precios de la energía, en especial en lo referente a los usuarios con precios regulados, principalmente por la llegada de gas natural desde Argentina al país y la instalación de ciclos combinados.

4.2.6.2 Principales Problemas

A continuación se detallan los principales problemas que afectan al mercado eléctrico chileno:

a) Alto nivel de Conflictos

Al interior del CDEC, producto de un engorroso proceso de toma de decisiones y resolución de conflictos, se ha producido un alto nivel de conflictos. Existe el peligro de que el alto nivel de conflictos entre los generadores, interfiera con la operación del sistema.

b) Sistema de Resolución de Conflictos

El actual sistema de resolución de conflictos del CDEC se encuentra en crisis. La capacidad de resolución del Ministerio de Economía se encuentra sobrepasada y la implementación de las resoluciones en el último tiempo ha demostrado ser dificultosa por la infinidad de recursos que utilizan las empresas para dilatar las resoluciones.

c) Alta Concentración de Mercado

A nivel generación, existe una alta concentración de mercado tanto en el SIC como en el SING, lo que puede afectar un desempeño eficiente del mercado eléctrico. Existe peligro de que la concentración de mercado se transforme en poder de mercado y afecte la competitividad del mercado eléctrico chileno.

d) Demora en los Pagos

La frecuente objeción de los precios de energía y potencia (el acuerdo sobre el precio de despeje debe ser unánime, al igual sobre el precio de la potencia) por parte de las empresas, genera demoras en los pagos. Esto se presenta como una mala señal para potenciales agentes interesados en ingresar al mercado de generación.

4.3 Mercado Eléctrico colombiano

A continuación se presenta una descripción del mercado eléctrico colombiano y las principales instituciones que lo componen.

4.3.1 Descripción

El sistema eléctrico colombiano comenzó a ser reestructurado en 1994 en base en la experiencia Inglesa y del resto de los países de Latinoamérica. Su mercado eléctrico se basa en un sistema de ofertas libres por parte de los generadores y la representación de la demanda por medio de comercializadores.

El sistema Eléctrico colombiano es el único de los tres analizados que basa el funcionamiento de su mercado en ofertas libres por parte de los generadores y no en costos marginales controlados por la autoridad. Esto ha llevado en el último tiempo a problemas con las ofertas presentadas por algunas empresas las que hacen suponer la presencia de abuso de posición dominante en el sistema.

Además crea la institución de los comercializadores de energía, que son quienes representan la demanda en la bolsa.

Al igual que en el sistema argentino las empresas de generación tienen prohibición de ingresar a la propiedad del sistema de Transmisión principal (denominado "Sistema de Interconexión" en Colombia). Este sistema de interconexión es manejado por una empresa mixta (de carácter estatal y privado) denominada *Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)*, la que además se encarga del despacho del sistema y del mercado de energía mayorista.

Este es el único de los tres sistemas, donde las actividades del OED son llevadas a cabo por la empresa de transmisión (ISA).

El organismo regulador corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el cual fue responsable además de la creación de la reglamentación.

La participación de mercado de las distintas empresas generadoras se indica en la Figura 4.7.

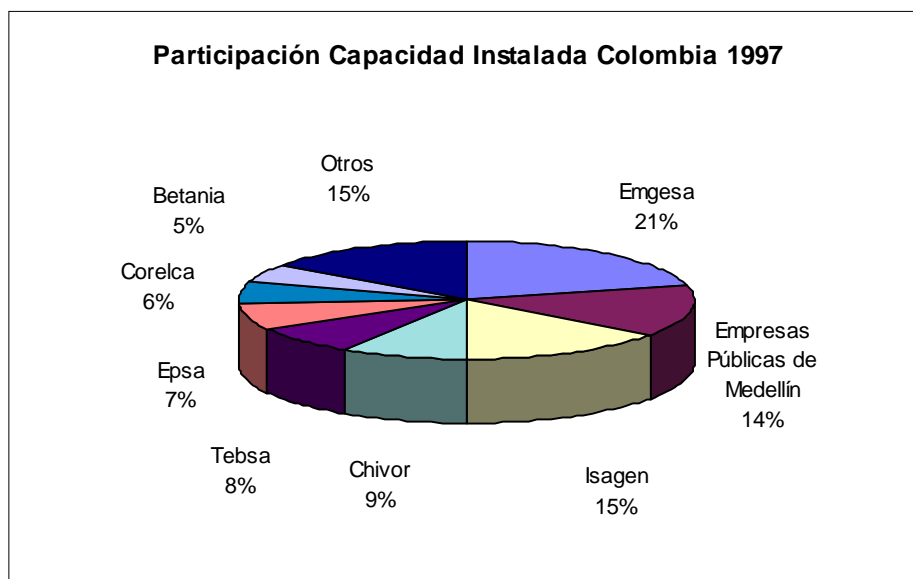


Figura 4.7 Participación capacidad instalada Colombia 1997

4.3.1.1 Modalidades de Mercado

Las transacciones de energía en el mercado eléctrico colombiano son de dos tipos: contratos bilaterales y mercado spot. A continuación se describen cada una de las modalidades.

a) Contratos Bilaterales de Largo plazo

Estos contratos deben registrarse ante el administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC). Entre las principales razones para celebrar contratos se cuentan:

- i) Por la obligación impuesta a las empresas que atienden mercados regulados de realizar compras firmes de energía para atender las necesidades de sus usuarios. La resolución CREG 16 de 1995 obligó a las empresas que atienden mercados regulados a suscribir contratos de largo plazo de energía para cubrir los siguientes porcentajes de su demanda: 80% en el 96, 60% en los dos años siguientes, 30% para el quinto año y libre a partir del sexto.
- ii) Por compromisos de compra obligatoria acordado con los inversionistas privados para garantizar la construcción de nuevos proyectos de expansión.
- iii) Por la aversión al riesgo frente a la volatilidad de los precios en la bolsa de energía.

Existen dos tipos de contratos bilaterales denominados "Pague lo Contratado" y "Pague lo Demandado" según las características del suministro. Existen además disposiciones para asegurar la competencia y evitar posiciones dominantes de las empresas integradas verticalmente en el caso de los contratos del mercado regulado.

b) Mercado Spot

El mercado corresponde a las transacciones en bolsa, donde los comercializadores presentan la demanda por energía y los generadores su oferta. El precio de la energía se determina o precio de despeje de mercado se obtiene de igualar la oferta con la demanda, sin considerar las restricciones del sistema de transmisión. Es un mercado muy volátil, debido a la fuerte dependencia hidráulica del sistema colombiano.

4.3.2 Organismo Regulador

La participación de los diferentes organismos que controlan y regulan el sector eléctrico colombiano se puede resumir en la Figura 4.8, que incluye las relaciones entre la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planificación Minero Energética (UPME) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSP).

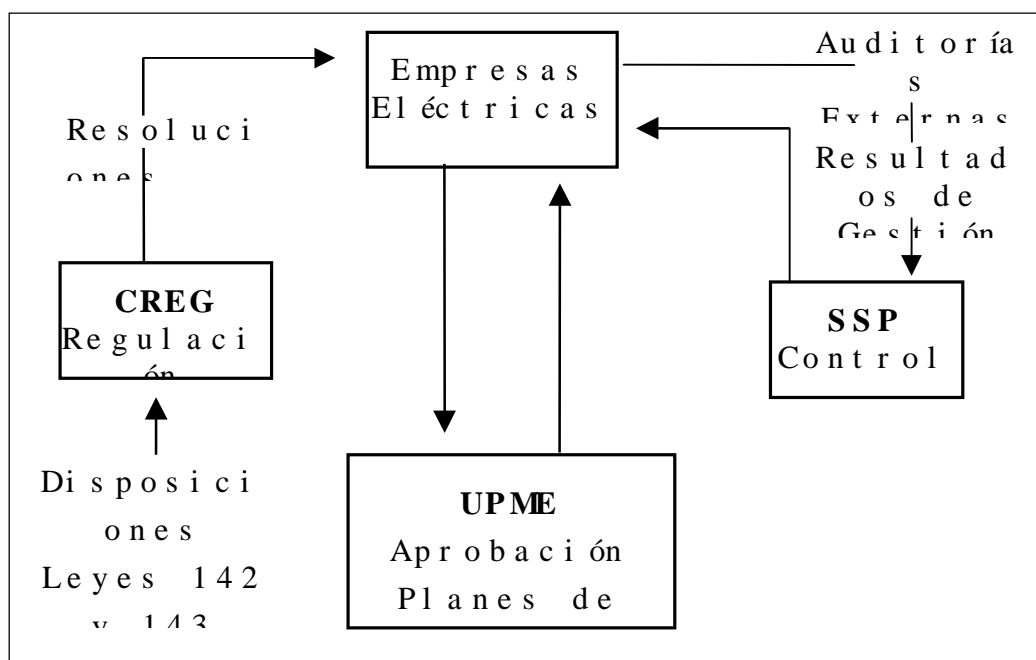


Figura 4.8: Sistema de Regulación Colombia

A continuación se presenta la descripción de los organismos encargados de la regulación en el mercado eléctrico colombiano: la CREG y la UPME.

4.3.2.1 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Este organismo tiene por misión regular las actividades del sector energético. La CREG tiene entre sus funciones la fijación de los peajes de transporte, la definición de las reglas del mercado mayorista, fijar criterios de gestión empresarial y el control de posibles actividades monopólicas. Hasta hace poco tiempo estaba encargada de la fijación de la tarifa a usuarios regulados

Está integrado por: el Ministro de Minas y Energía quien la presidirá, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director del Departamento de Planeación y por cinco expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República. Los expertos duran 4 años en sus cargos, con la posibilidad de ser nominados nuevamente. El Superintendente de Servicios Públicos es invitado permanente a sus reuniones con voz pero sin voto.

Las Funciones de la CREG según la ley 143 de 1994 son:

- Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente y capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera.
- Promover y preservar la competencia y determinar las condiciones para la liberalización gradual del mercado.
- Definir la metodología para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados del servicio de electricidad y fijar sus tarifas.
- Definir, con base en criterios técnicos, las condiciones que deben cumplir los usuarios regulados y no regulados del servicio de electricidad.
- Definir los factores que deben aplicarse a las tarifas del servicio público con destino a cubrir los subsidios a los consumos de subsistencia de los usuarios de menores ingresos.
- Establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional.
- Establecer pautas para el diseño, normalización y uso eficiente de equipos y aparatos eléctricos.
- Definir los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio eléctrico.

- Reglamentar la prestación del servicio eléctrico en los barrios subnormales y áreas rurales de menor desarrollo.

Además, la CREG ha generado una serie de resoluciones referentes al funcionamiento del mercado eléctrico y los sistemas de transmisión, con el objetivo de aclarar aspectos de la Ley eléctrica colombiana.

4.3.2.2 Unidad de Planeación Minero Energético (UPME)

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es una unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía. En virtud de la ley 143 de 1994 fue dotada de personería jurídica, patrimonio propio y autonomía presupuestaria.

Sus funciones relacionadas con el sector eléctrico destacan:

- Establecer los requerimientos energéticos de la población y la manera de satisfacer dichos requerimientos.
- Elaborar y actualizar el plan energético nacional y el plan de expansión del sector eléctrico
- Aprobar los planes de gestión y resultados de las empresas de servicios públicos del sector energético.

Recientemente asumió las funciones de establecer y operar la base oficial de información para el sector minero-energético y la de fomentar el uso racional de la energía.

4.3.3 Organismo Contralor

4.3.3.1 Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSP)

La función de control de los servicios en el mercado eléctrico colombiano es ejercida por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSP). A continuación se presenta una descripción de este organismo.

La SSP tiene la responsabilidad de vigilar y controlar a las entidades prestadoras de servicios públicos, evaluar la gestión de éstas de acuerdo con los planes de gestión y resultados aprobados por la UPME y tomar posesión de las empresas cuando no puedan suministrar el servicio con la calidad y continuidad debidas.

4.3.2 Organismos de Coordinación

En el sistema eléctrico colombiano existen dos organismos que caen bajo la calificación de organismos de coordinación. Primeramente la empresa dueña del sistema de Transmisión denominada Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), encargada además de la bolsa de energía y la operación del sistema y el Consejo nacional de Operación (CNO) integrado por diferentes agentes del mercado, con la función de auditar los mecanismos de despacho del ISA..

En la Figura 4.9 se aprecia un esquema de los organismos que componen el sistema de despacho en el mercado eléctrico colombiano.

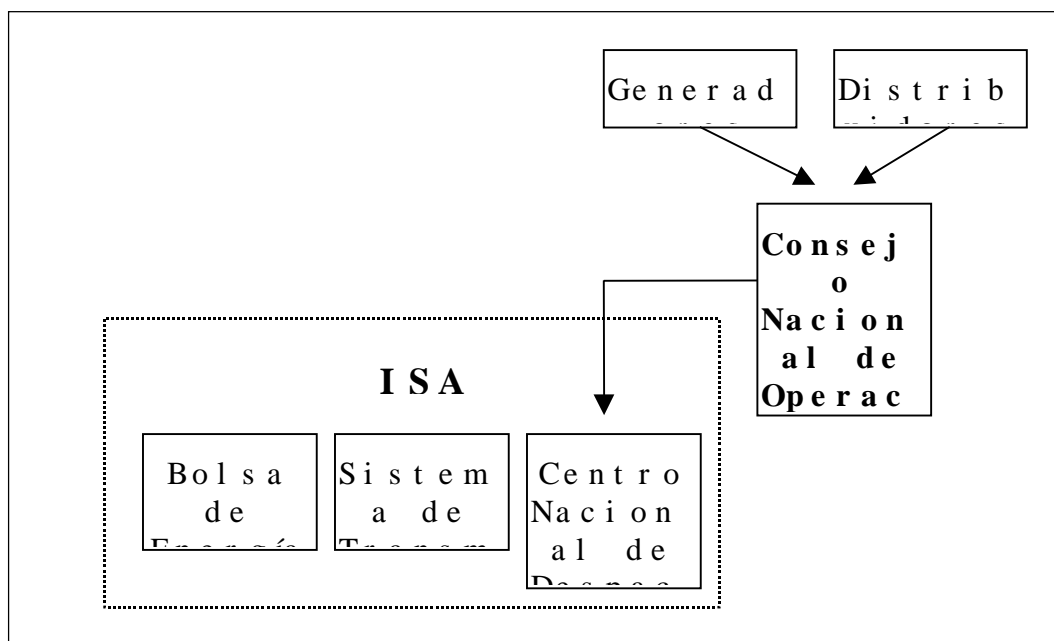


Figura 4.9: Organismos de coordinación mercado eléctrico colombiano

4.3.2.1 Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)

Esta empresa es la encargada de la “operación y el mantenimiento de la red de su propiedad, la expansión de la red nacional de interconexión, la planeación y coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y prestar servicios técnicos en actividades relacionadas con su objeto social”¹³.

Esta empresa no puede participar de actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad. Se encarga de los servicios de la bolsa y la operación del sistema de transmisión bajo su propiedad.

Esta empresa se encuentra constituida por el Centro Nacional de Despacho (CND), el Mercado de Energía Mayorista y los Servicios de conexión. ISA representa el 69% del total de líneas del Sistema de Transmisión Nacional (STN) de Colombia.¹⁴

a) Propiedad de ISA

La propiedad de ISA se divide entre el gobierno colombiano y particulares de la siguiente manera:

• Gobierno nacional	76,195 %
• Empresas Públicas de Medellín	13,726 %
• Empresa de Energía del Pacífico EPSA	4,997 %
• Empresa de Energía de Bogotá EEB	2,498 %
• Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica CORELCA	2,384 %
• Central Hidroeléctrica de Caldas CHEC	0,195 %
• Fondo de Empleados de ISA, ISAGEN, Chivor y CIDET	0,004 %

¹³ Ley 143 del 11 de Julio de 1994, Congreso de Colombia, Artículo 32.

¹⁴ Mercado Mayorista: Introducción www2.isa.com

El Gerente General de ISA es nombrado por el Ministro de Minas y Energía. Los demás gerentes son nombrados por el Gerente General, incluyendo el gerente del Centro Nacional de Despacho(CND).

b) Centro Nacional de Despacho

Corresponde a una dependencia interna del ISA, pero bajo jurisdicción del Consejo Nacional de Operación (CNO), que tiene por función la planeación, supervisión y control de la operación y despacho de los recursos del Sistema Interconectado Nacional (SIN), ciñéndose a lo establecido en el Reglamento de Operación.

Funciones del Centro Nacional de Despacho:

- Planear la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica;
- Ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión incluyendo las interconexiones internacionales;
- Determinar el valor de los intercambios resultantes de la operación de los recursos energéticos del sistema interconectado nacional.
- Coordinar la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de interconexión y transmisión de la red eléctrica nacional.
- Informar periódicamente al Consejo Nacional de Operación acerca de la operación real y esperada de los recursos del sistema interconectado nacional, y de los riesgos para atender confiablemente la demanda;
- Informar de las violaciones o conductas contrarias al Reglamento de Operaciones.

c) Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

El mercado eléctrico mayorista está conformado por: los agentes generadores, quienes producen la energía y los comercializadores, quienes representan la demanda de los usuarios en ese mercado; el Sistema de Transmisión Nacional (STN), al cual todos los agentes tienen libre acceso que les permite realizar transacciones entre sí mediante pago de los cargos por uso y conexión; y la Bolsa de Energía, la cual a partir de las ofertas de precio y la declaratoria de disponibilidad de cada recurso, establece el programa horario de generación y el precio de bolsa para las transacciones de energía que en conjunto con los contratos de largo plazo son la base para realizar la liquidación de los intercambios comerciales entre agentes.

En el año de 1995 el Mercado Mayorista estaba conformado por 17 agentes generadores con una capacidad de 10063 MW, una composición 22% térmica y 78% hidráulica. Los generadores representan un total de 74 unidades térmicas, 24 plantas hidráulicas y 2 interconexiones internacionales. Los agentes comercializadores eran 34 con una demanda punta anual de 7130 MW, una energía de 41752 GWh y un crecimiento del 5,5% anual. Los agentes transportadores son en total 10 empresas.

4.3.2.1 Consejo Nacional de Operación(CNO)

El Consejo Nacional de Operación tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación. Las decisiones del CNO podrán ser apeladas al CREG.

Estará conformado por un representante de cada una de las empresas de generación, conectadas al SIN que tengan una capacidad instalada superior al 5% del total nacional, por dos representantes de las empresas de generación del orden nacional, departamental y municipal conectadas al SIN que tengan una capacidad de entre el 1 y 5% del total nacional, por un representante de las empresas propietarias de la red nacional de interconexión con voto solo en asuntos relacionados con la interconexión, por un representante de las demás empresas generadoras conectadas al SIN, por el director del Centro Nacional de Despacho (CND), quien tendrá voz pero no voto, y por dos representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente actividades de generación siendo por lo menos una de ellas la que tenga el mayor mercado de distribución¹⁵.

Para tomar decisiones en el CNO se requiere el voto afirmativo de por lo menos el 75% de sus miembros.

¹⁵ Ley 143 del 11 de Julio de 1994, Congreso de Colombia, Artículo 37.

4.3.3 Análisis del Mercado Eléctrico

El mercado eléctrico colombiano lleva cuatro años funcionando bajo el actual esquema. A continuación se presentan las principales ventajas y problemas presentes en el funcionamiento del mercado.

4.3.3.1 Principales Ventajas

Las características positivas del mercado eléctrico colombiano se detallan a continuación:

a) Actividad Regulatoria

La CREG ha desarrollada en estos años una gran actividad regulatoria, permitiendo el desarrollo de un marco institucional adecuado a las necesidades del mercado. El alto nivel técnico de sus expertos independientes y la celeridad con que este organismo responde a las necesidades del mercado es un punto positivo en el desarrollo del mercado eléctrico colombiano.

b) Transparencia de la Información

El fácil acceso a la información y el desarrollo de importantes sistemas computacionales es una característica que ISA ha logrado imponer en la administración de la bolsa de energía y la operación del sistema. La transparencia de la información es una característica positiva del mercado eléctrico colombiano.

4.3.3.2 Falencias del Mercado

Las principales falencias del mercado eléctrico colombiano tienen que ver con el poder de mercado de algunas empresas, la falta de independencia y autonomía de la CREG y otros que a continuación se detallan

a) Poder de Mercado

El actual sistema de despacho en el mercado eléctrico colombiano y las restricciones del sistema de transmisión han permitido a algunas empresas ejercer un cierto grado de poder de mercado, el que se ha visto reflejado en un aumento de los precios en bolsa.

b) Falta de Independencia y autonomía de la CREG

A juicio de [Ocho98] el actual funcionamiento de la CREG no responde a sus objetivos de independencia técnica y presupuestaria del gobierno. Las resoluciones de la CREG requieren el voto favorable de uno de los Ministros (representantes del gobierno), con lo que se pueden bloquear las decisiones de los expertos integrantes.

c) Indisciplina de las electrificadoras

La propiedad de las empresas electrificadoras (distribuidoras) se encuentra en manos estatales. Estas empresas han mantenido su indisciplina en los pagos, pese al cambio en las condiciones de mercado. El no cumplimiento de los plazos de pago, puede socavar las bases del mercado al disminuir la liquidez del mismo y generar desconfianza de los inversionistas privados.

V. COMPARACIÓN DE LA GOBERNABILIDAD DE LOS TRES SISTEMAS

5.1 Introducción

Luego de analizar los marcos regulatorios de los tres mercados eléctricos en estudio, nos encontramos en condiciones de comparar algunos de los aspectos que diferencian las estructuras de gobernabilidad vigentes en cada uno de los casos analizados.

La evaluación de las diferentes formas de organización y de gobernabilidad de los mercados eléctricos se realiza en base a seis puntos que se detallan a continuación:

- Tipo de organismo
- Propiedad y participación en el organismo despachador.
- Estructuras de votación.
- Participación del Ente regulador en el organismo despachador.
- Propiedad del sistema de transmisión.
- Auditoria y control del mercado.
- Operatividad del sistema judicial.

Estos puntos serán descritos y analizados más adelante en este capítulo según algunos objetivos enunciados por el Banco Mundial en [Barker97] que a continuación se describen en detalle.

5.1.1 Objetivos del Banco Mundial

A continuación se describen algunos objetivos, enunciados por el Banco mundial en [Barker97], que deben ser cumplidos por el OED en un mercado eléctrico competitivo y eficiente.

a) No existe control del operador del sistema por un agente o clase de agentes

La independencia del operador del sistema es fundamental para asegurar funcionamiento transparente del mercado eléctrico. Las decisiones que debe tomar el encargado de la operación del sistema tienen impacto en los flujos monetarios entre los agentes de mercado, por lo que se debe garantizar la independencia del operador de algún grupo de interés. Por esto el operador del sistema no debe estar controlado por un grupo de agentes o un agente en particular.

b) Mercado no discriminatorio y eficiente

El mercado debe ser no discriminatorio para permitir que todos los interesados puedan participar en igualdad de condiciones de las transacciones que en él se realizan. La exclusión de ciertos agentes o clases de agentes del mercado, solo restringe la capacidad de la sociedad en su conjunto de lograr eficiencia. La toma de decisiones al interior del mercado debe ser eficiente. Esto se logra con métodos de acceso y negociación simples y claros. No se debe complicar excesivamente el proceso de toma de decisiones para mantener un mercado eficiente con la participación de todos los interesados, tanto actuales como potenciales.

c) El sistema alcanza niveles esperados de confiabilidad

Un buen sistema para medir el funcionamiento de la gobernabilidad de un sistema eléctrico, son la evaluación del cumplimiento de los niveles de confiabilidad impuestos para el sistema. En caso de que la estructura que regula el funcionamiento del mercado no sea adecuada, esto se reflejará en los niveles de confiabilidad del sistema, los que se verán afectados por los problemas de coordinación que acarrea un sistema de gobernabilidad inadecuado.

d) El proceso de toma de decisiones es transparente

El proceso de toma de decisiones al interior de los OED debe ser transparente para que los actuales y potenciales agentes del mercado puedan percibir señales claras del porque se toman determinadas decisiones. La poca transparencia en el proceso de toma de decisiones puede tornar poco eficiente el mercado y abrir la puerta al abuso de ciertos grupos dominantes al interior del OED.

e) El pool y sus reglas de decisión pueden ser cambiados en un período de tiempo razonable

El cambio del pool y de las reglas que rigen el mercado debe responder a los cambios que ocurren en el mercado eléctrico, para mantener el buen funcionamiento de este. El rápido cambio tecnológico y de las condiciones de mercado, hacen necesario la existencia de una estructura dinámica que permita a las instituciones adaptarse a las nuevas condiciones imperantes.

f) Costo de la gobernabilidad minimizado

La minimización del costo de la gobernabilidad es un punto importante en la evaluación de las estructuras que sustentan el mercado eléctrico. Estas no deben ser una carga muy pesada que restrinja el mercado por sus altos costos. Las funciones deben estar bien especificadas, así como su financiamiento para evitar que los costos de manejar el mercado se vuelvan excesivos. Los mecanismos de toma de decisiones y resolución de conflictos, deben además ser claros y breves para evitar que su excesiva extensión en el tiempo aumente los costos de administrar el mercado.

5.1.2 Características de los Mercados Analizados

Los mercados eléctricos analizados presentan diferentes características en sus estructuras organizacionales: tipo de organismo, propiedad del mismo, sistema de votación, participación del regulador, etc. En la presente sección se pretende describir las principales características de cada uno y evaluar comparativamente su operación, en base a los parámetros del Banco Mundial descritos anteriormente.

En la Tabla 5.1 se aprecia un cuadro resumen con las principales características de los mercados eléctricos analizados y que serán revisadas a continuación. Se detalla integrantes del organismo, sistema de votación y métodos de resolución de conflictos.

Tabla 5.1: Cuadro Comparativo OED

Característica	Argentina	Colombia	Chile
Integrantes Organismo despachador	<p>CAMMESA</p> <p>-2 representantes de los:</p> <p>Generadores</p> <p>Transmisores</p> <p>Distribuidores</p> <p>Grandes Usuarios.</p> <p>Gobierno.</p>	<p>CNO</p> <p>-1 representante de cada empresa generadora con capacidad mayor al 5% del total nacional y 2 representantes de las empresas que tengan capacidad entre el 1 y 5% del total nacional.</p> <p>-1 representante empresas propietarias red nacional de interconexión, con voto solo en asuntos de interconexión.</p> <p>-1 representante de las demás empresas generadoras.</p> <p>-2 representantes de las empresas distribuidoras.</p> <p>-El director del CND con derecho a voz pero no a voto.¹⁶</p>	<p>CDEC</p> <p>-1 representante por cada generador con capacidad instalada mayor de 61 MW (SIC).</p> <p>- 1 representante por cada generador con capacidad instalada mayor de 15 MW.</p>
Derecho a voto	Todos los miembros del directorio	Transmisores solo tienen derecho a voto en materias relacionadas con la transmisión.	Todos los integrantes del CDEC.
Tipo de Votación	Por mayoría.	Mayoría con el 75% del total de los votos.	Unánime

¹⁶ Ley 143 del 11 de Julio de 1994, Congreso de Colombia, Artículo 37.

Derecho a Veto	Presidente del directorio	No hay	Cada integrante tiene derecho a veto.
Separación de la operación del mercado Spot	No	No	No
Métodos de Resolución de conflictos	El ENRE actúa como tribunal.	Resoluciones CNO son apelables al CREG	Ministerio de Economía dirime controversias
Ofertas en el Mercado Spot	Costo marginal declarado	Ofertas	Costo marginal auditado
Contratos a precio libre	Consumidores mayores de 100 KW	No hay restricción	Consumos mayores de 2 MW
Participación en el Mercado Spot	Generadores, distribuidores y grandes consumidores.	Generadores y comercializadores	Solo los grandes generadores
Financiación Costos regulación por parte de los agentes del mercado	Productores, transportistas y distribuidores abonarán anualmente la tasa de inspección y control fijada por el ENRE.	Máximo 1% de los gastos de funcionamiento ¹⁷ cancelado por todas las entidades sujetas a regulación (generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores).	Los generadores participantes cubren los gastos de operación del OED.

¹⁷ Ley 143 del 11 de Julio de 1994, Congreso de Colombia, Artículo 22.

5.2 Comparación

A continuación se describen las principales características de las estructuras organizativas de los mercados analizados y su comparación.

5.2.1 Tipo de Organismo

El tipo de organismo que administra el mercado y la operación del sistema es diferente en cada uno de los mercados analizados. En los tres casos el OED es el encargado del mercado y la operación del sistema. La diferencias radican en el tipo de Organismo.

En los sistemas analizados, existen diferentes formas de organizar los OED: como una empresa independiente en Argentina, en base a la empresa dueña del sistema de transmisión en Colombia y como un club de generadores en Chile. A continuación se describen las principales características de estas formas de organización.

Las ventajas o desventajas en cuanto a las garantías de eficiencia, transparencia e independencia se verán en el siguiente análisis.

5.2.1.1 Características

A continuación se presentan las principales características de la organización de los diferentes esquemas de mercado analizados.

a) Empresa Independiente

En este esquema se le entrega a una empresa independiente de los actores del mercado la administración del mercado y la operación del sistema eléctrico de potencia. Esta empresa cuenta con personal y recursos propios que le permiten llevar a cabo su labor. Sus principales ventajas residen en la independencia y transparencia que le otorga una empresa independiente al manejo del mercado eléctrico.

Este tipo de organización es el que se encuentra implementado en sistema eléctrico argentino, donde ha dado muy buenos resultados. Se destacan principalmente su transparencia y eficiencia en el proceso de toma de decisiones.

b) Administrado por la Empresa de Transmisión

Este sistema entrega la administración del mercado eléctrico y la operación del sistema a la empresa dueña del sistema de transmisión troncal. Esto se basa en la experiencia que tiene esta empresa en la operación del sistema y en la propiedad que ella ostenta sobre la líneas de transmisión.

Las falencias de este modelo pueden presentarse, en la medida, que una operación del sistema eléctrico de lugar a restricciones de capacidad del sistema de transmisión y en la medida que esas restricciones beneficien al transmisor. En caso de existir este problema se generaría una renta sobrenormal para el transmisor y si no existen regulaciones claras para el manejo de esta situación, existen incentivos perversos para el transmisor, los que sumados a la operación del sistema por parte de este agente pueden generar un escenario en que el transmisor utilice la operación del sistema para proveerse de utilidades excesivas.

Este tipo de organización se encuentra implementado en Colombia, donde la empresa de transmisión ISA es la encargada del mercado eléctrico y la operación del sistema. Sin embargo, en el caso colombiano no se presenta el peligro enunciado antes de sobrerenta por congestión. El transmisor recibe un pago regulado, independiente de la presencia de restricciones. Este tipo de organización, permite traspasar la experiencia de la empresa dueña del sistema de transmisión en la operación del sistema, lo que se traduce en una mayor confiabilidad y menores costos. El impedimento de participar en las transacciones de energía entrega transparencia al manejo del mercado eléctrico.

c) Administrado por Club de Generadores

Este tipo de organización, entrega la administración del mercado eléctrico a un grupo de generadores, quienes de común acuerdo, hacen uso de sus instalaciones y personal para desarrollar las diferentes tareas que el mercado requiere.

Este tipo de organización se basa, en razones históricas y en el conocimiento del mercado eléctrico de los generadores y la disponibilidad de los recursos técnicos necesarios para llevar a cabo las funciones del mercado. Se destaca, la utilización de recursos humanos y técnicos de las propias empresas, con la consiguiente economía.

Este sistema es usado en el mercado eléctrico chileno, donde el OED está integrado únicamente por los grandes generadores, encargándose uno de ellos de la operación del sistema.

5.2.1.1 Comparación

La importancia de que el OED cuente con recursos y personal propio es fundamental para alcanzar los objetivos de independencia, transparencia y menores costos de administración enunciados por el Banco Mundial para la gobernabilidad de un sistema eléctrico. En el caso colombiano, la operación del sistema por parte de la empresa de transmisión, impedida de participar otros negocios relacionados con el mercado, no cumpliría la premisa de no control por parte de un agente en particular. Esto es atenuado, en parte, por el control que ejercen sobre las funciones de despacho los generadores a través del CNO.

La falta de un organismo con recursos y personal propio en el caso chileno se aleja de los parámetros planteados para considerar a un sistema de gobernabilidad del sistema eléctrico como bueno.

El modelo de organismo independiente implementado en Argentina, por medio de CAMMESA, es el que mejor cumple los objetivos del Banco Mundial en

cuanto a independencia y características no discriminatorias del encargado del mercado y operador del sistema.

A juicio del Banco Mundial en [Barker97] debería existir un organismo independiente a cargo de la operación del sistema y la administración del mercado de energía.

5.2.2 Propiedad y Participación en el Organismo Despachador

Aspectos relevantes en el funcionamiento y gobernabilidad de los mercados eléctricos son la propiedad del organismo despachador y la estructura de participación en éste. El OED no debe estar controlado por intereses particulares del mercado, por lo que su propiedad debe estar en manos de agentes externos al mercado o ser compartida por un conjunto de agentes del mercado para equilibrar los distintos intereses involucrados.

En los casos analizados existen diferentes estructuras de propiedad en los OED. El caso argentino, corresponde a un OED con participación de las diferentes clases que componen el mercado eléctrico. En el caso chileno solo participan generadores en la propiedad del OED y el caso colombiano corresponde a un organismo bajo la jurisdicción de la empresa de transmisión.

A continuación se describen las principales características de estos tres modelos.

5.2.2.1 Características

A continuación se presentan las principales características de la propiedad de los OED de los mercados eléctricos analizados.

a) Organismo despachador compuesto por todas las clases

Este modelo consiste en la presencia en la propiedad del organismo despachador de representantes de las diferentes clases agentes que conforman el mercado: generadores, transmisores, distribuidores, regulador, usuarios y en general cualquier tipo de organización que tenga intereses en el mercado eléctrico.

En el caso del sistema ISO-PX de California, tiene participación organismos ecologistas, municipalidades, cooperativas, etc. que representan una serie de intereses no presentes en los sistemas latinoamericanos. Ellos tienen plena

participación en el manejo y control de los protocolos y actividades del ente despachador.

Esta estructura de participación es la que se observa en el sistema argentino, donde participan los generadores, transmisores, distribuidores y grandes usuarios, representados por asociaciones. Estas asociaciones representan los intereses de estos agentes en el directorio de CAMMESA, donde además participa el regulador.

b) Organismo despachador integrado por clase mayoritaria

En este caso la participación en el organismo despachador, o su ente controlador, está restringida a sólo algunas de las clases del mercado y en el cual, por estructura de votación o participación, una de ellas actúa como clase dominante.

Este es el caso del Consejo Nacional de Operación (CNO) de Colombia, que está integrado mayoritariamente por los grandes generadores (todos los que tengan más del 5% de la capacidad instalada), por dos representantes de las empresas de generación más pequeñas (capacidad instalada entre 1 y 5%), por un representante de la empresa de transmisión con voto solo en asuntos relacionados con la interconexión y por dos representantes de las empresas de distribución. Las decisiones son tomadas con una mayoría del 75%, lo que da en la práctica el derecho a veto a la clase de los grandes generadores. La propiedad de ISA, la empresa administradora de la bolsa de energía se encuentra mayoritariamente en manos del gobierno colombiano.

c) Organismo Despachador integrado por clase única

En este caso el organismo despachador está integrado solo por una clase. En la mayoría de los sistemas que utilizan este esquema, los generadores son los que integran este tipo pool. Este es el esquema usado en los antiguos sistemas eléctricos

de potencia, en el que los generadores eran los encargados del despacho y la operación del sistema.

Dentro de este esquema se enmarca el modelo chileno, en el cual sólo los grandes generadores integran el CDEC y tienen derecho a participar en el mercado spot.

5.2.2.2 Comparación

La participación del mayor número posible de agentes del mercado en el directorio del OED tienen ventajas claras por el lado del acceso igualitario a las decisiones y a la información y la transparencia en la administración del mercado y el OED. Las desventajas principales se refieren a los mayores costos de organización y una mayor lentitud en la toma de decisiones si la estructura de toma de estas no está bien implementada. Esto se soluciona con la creación de asociaciones de usuarios que representen a las distintas clases de agentes en el directorio.

En el caso argentino la participación de gran parte de los agentes de mercado permite un alto nivel de validación en las decisiones tomadas al interior del OED. En el caso chileno, la disponibilidad de información es mínima para agentes distintos a los generadores, no contribuyendo a la transparencia del mercado. En el caso colombiano, el mayor poder de decisión de los generadores en el Consejo Nacional de Operación (CNO) y la operación del sistema y la bolsa a cargo de la empresa de transmisión parecen haber actuado correctamente en cuanto a la transparencia del mercado.

El modelo en uso en Argentina es el que mejor cumple los objetivos enunciados por el Banco Mundial, por integrar a un gran número de agentes en la administración del OED. Esto garantiza un mercado no discriminatorio y transparente, donde el proceso de toma de decisiones es conocido por todos los agentes del mercado.

5.2.3 Estructuras de Votación

La estructura de votación dentro del directorio del OED genera la asignación de los derechos de los participantes y de igual modo, puede definir de que forma se alcanza la independencia del OED. La participación de un agente o clase de agentes puede ser restringida si se le restringen sus derechos de votación al interior del directorio.

Los diferentes esquemas de votación impactan directamente en la eficiencia y costo del proceso de toma de decisiones al interior del OED. Las votaciones pueden ser asignadas dependiendo de diferentes parámetros (potencia instalada, participación de mercado, etc.) y así redistribuir los derechos de los diferentes agentes. Además los acuerdos pueden ser tomados con diferentes porcentajes del total, desde las votaciones por simple mayoría hasta las por unanimidad.

5.2.3.1 Características

A continuación se detallan los principales esquemas de votación vigentes en los mercados eléctricos analizados.

a) Mayoría Simple

El sistema de votación basado en la mayoría simple permite tomar decisiones de manera rápida y expedita. Por el número relativamente bajo de votos necesarios para alcanzar un acuerdo, existe el peligro de que algún grupo mayoritario pueda manejar el Pool y utilizarlo para beneficio propio.

Este sistema de votación es el actualmente en uso en Argentina, donde en el Directorio de CAMMESA cada asociación tiene derecho a un voto y los acuerdos se toman por mayoría.

b) Votaciones por el 75% de los Votos

Las votaciones que consideren un porcentaje mayor de votos que el 50% son consideradas efectivas en proteger al sistema organizativo en funcionamiento del abuso de grupos mayoritarios. Tiene un mayor grado de dificultad para alcanzar acuerdos que el de mayoría simple, pero menor que el de las votaciones por unanimidad. Este tipo de votaciones también recibe el nombre de supermayoría.

Este sistema de votación se utiliza al interior del Consejo Nacional de Operación de Colombia para alcanzar los acuerdos.

c) Votaciones por Unanimidad

Los sistemas de votación basados en la unanimidad, pretenden defender los derechos de cada uno de los participantes del Directorio del OED. El gran problema reside que en la práctica su operación es engorrosa y con el aumento del número de participantes, la capacidad de lograr acuerdos disminuye considerablemente.

La unanimidad entrega gran poder a cada una de las empresas integrantes y se convierte en una herramienta para defender los intereses particulares de los agentes y no el funcionamiento global del mercado.

En el caso chileno, los acuerdos deben ser tomados por la unanimidad de los participantes del CDEC, lo que dificulta la toma de decisiones, pese a que el funcionamiento provisorio se realiza en base a simple mayoría.

Las decisiones no alcanzadas en forma unánime, se denominan divergencias y deben ser dirimidas por el Ministerio de Economía, el que actúa como árbitro, teniendo un plazo de 120 días para emitir una resolución, previo informe de la CNE respecto de la divergencia. Sus decisiones no pueden ser apeladas por las empresas por la vía administrativa.

La intervención de un agente externo al Organismo despachador, en este caso el Ministro de Economía genera el riesgo de introducir aspectos políticos a la actividad técnica del despacho, así como involucra al regulador en conflictos inherentemente privados.

d) Clase con derecho a veto

En este caso, se tiene que una o más clases tienen derecho a veto en las votaciones realizadas dentro del organismo despachador, con lo cual pueden bloquear decisiones que puedan afectar el funcionamiento del mercado o sus intereses particulares. En CAMMESA los representantes del Gobierno en el Directorio tienen este derecho, lo que le entrega una posición dominante dentro de las políticas que rigen al mercado eléctrico argentino y lo que puede acarrear riesgos de manejos políticos. Pese a que este derecho no ha sido utilizado hasta la fecha, no existe razón para suponer que no podrá ser utilizado en el futuro.

e) Derecho a voto Selectivo

Este sistema incorpora a agentes o clases de agentes a las votaciones dependiendo si el tópico bajo discusión los afecta o no. Esto permite hacer participar en el proceso de toma de decisiones a agentes que por sus características tienen influencias en sólo un determinado segmento del mercado eléctrico (transmisión, distribución, comercialización, etc.).

En el modelo colombiano, el derecho a voto en el CNO del representante de la empresa de transmisión podrá ser ejercido sólo en asuntos relacionados con la interconexión. Esto permite integrar a las votaciones referentes a la operación del sistema de transmisión, al principal actor, pero agrega una dificultad adicional al tener que definir qué asuntos están relacionados con el sistema de transmisión y cuáles no.

5.2.3.2 Comparación

Las principales ventajas de una votación por mayoría simple residen en su efectividad para aprobar o rechazar las materias en discusión. Las votaciones por mayor quórum permiten alcanzar mayores consensos en las decisiones en bajo escrutinio. Este tipo de votación debería reservarse para decisiones que impliquen modificaciones a las reglas imperantes.

En los casos analizados, las votaciones en Argentina por simple mayoría han permitido un dinamismo importante al interior de CAMMESA. En el otro extremo el sistema de votación unánime en el CDEC chileno se presentan como un fuerte escollo a la efectividad de las decisiones tomadas a su interior. En el intermedio, el caso colombiano, donde al interior del CNO se necesita el 75% de los votos favorables lograr la aprobación de las materias en discusión.

A juicio de [Barker97] la votación por simple mayoría sería el sistema de votación que produce mejores resultados. Cualquier votación que requiera un mayor número de votos, puede entregar el poder de bloqueo de las decisiones a alguna clase de agentes en particular¹⁸. En este contexto, el modelo argentino sería el que más se aproxima a estas características, con un sistema de votación basado en la mayoría simple al interior del Directorio de CAMMESA.

¹⁸ En [Barker97] se indica que el sistema de votación, en general, debe ser estructurado de modo de evitar de que una clase particular de agentes pueda bloquear las decisiones que tengan el apoyo del resto de los agentes del mercado. Esta estructura fue implementada tanto en el ISO como en el PX de California.

5.2.4 Participación del Ente Regulador en el Organismo Despachador

La participación del Ente regulador (generalmente algún organismo de gobierno) en las decisiones que se toman dentro de los organismos despachadores es un tópico que repercute directamente en el funcionamiento interno de los mismos y puede en casos extremos politizar las decisiones tomadas dentro de estos organismos.

Tradicionalmente la regulación del gobierno central en el mercado eléctrico, se ha referido a los precios que deben pagar los consumidores finales por la electricidad.

En los nuevos esquemas de mercado, como los analizados, el gobierno en general se debe encargar de las actividades donde existan fallas de mercado o situaciones monopólicas, como son las redes de transmisión que presentan economías de escala y las redes de distribución donde existen economías de ámbito.

Uno de los factores más importantes que justifica la regulación de la operación de un mercado eléctrico son la existencia de externalidades producto de las interconexiones entre sistemas, basadas principalmente en la confiabilidad que se alcanza al operar coordinadamente. En los tres sistemas analizados, el gobierno define como monopolio natural esta función de coordinación, otorgando la administración, definitiva o no, a los OED¹⁹. Esta definición de monopolio de las actividades de coordinación es la que sustenta la regulación y participación del gobierno en los OED.

Existen diferentes formas de participación del regulador al interior de los OED. En el diseño de los nuevos mercados eléctricos, su rol se limita al diseño y perfeccionamiento de los marcos regulatorios existentes, evitando participar activamente en las decisiones del OED. Aparte de esta función, en general, actúa

¹⁹ En los recientes casos de reestructuración en los Estados Unidos, esta función no se considera monopólica, no existiendo la obligación de pasar por el despacho centralizado. Ver sección 2.3 del presente trabajo.

resolviendo los conflictos que ocurren al interior del OED y mejorando la regulación existente.

Para cumplir con su función, a juicio de [Barker97], el regulador debe entre otros, cumplir los siguientes puntos:

- El regulador debe tener acceso a buena información acerca del OED. El debe enterarse de los desacuerdos antes de que se transformen en disputas. Su conocimiento de la operación del Pool y las disputas no debe estar limitado a lo escrito en los documentos oficiales. El regulador o su representante deben poder asistir a todas las reuniones del cuerpo directivo del pool como observador.
- El regulador debe tener la autoridad de realizar cambios en el reglamento del OED por su propia iniciativa. El no debe esperar una apelación formal.
- Cuando el regulador recibe una apelación acerca de un cambio en la reglamentación del OED, el no debe estar limitado a aceptar o rechazar el cambio propuesto. El debe tener la autoridad de modificar la regla propuesta si piensa que esto mejorará la operación del OED.
- El regulador debe tener la autoridad de proponer una materia de cambio y auspiciar una posible solución.
- Las decisiones del regulador deben poder ser apelables en una corte de justicia.

5.2.4.1 Características

A continuación se presentan las principales características de participación del regulador en los OED en los diferentes mercados analizados.

a) Sistema argentino

En el sistema argentino la participación del regulador en el OED es importante, ejerciendo la presidencia del Directorio de CAMMESA y ostentando el derecho a veto de los acuerdos tomados en su interior. El rol protagónico del

regulador en CAMMESA, que se ve reflejado en la presidencia del organismo y el derecho a veto en algunos asuntos, trae consigo riesgos de politización que pueden influir sobre el desarrollo de las actividades del OED.

En [Bast95] se indica “...En la medida que los integrantes no estatales de CAMMESA sientan que la injerencia estatal perjudique a lo que se concibió como un organismo de autorregulación por contraposición natural de intereses esto puede ser contraproducente para todo el sistema de regulación propiciado por el gobierno y del funcionamiento del sistema como un todo”.

A juicio de algunos agentes, la baja del precio de la energía en el Mercado argentino ha sido impulsada por los representantes del gobierno al interior del Directorio de CAMMESA.

b) Sistema chileno

En el caso chileno, el gobierno no tiene participación directa en el organismo despachador, debiendo este, eso sí, comunicarle la estructura de costos de las unidades de generación sincronizadas al sistema (el despacho se realiza sobre la base de costos marginales) y un informe mensual con las principales estadísticas de operación.

En el sistema chileno, la participación del regulador en el CDEC se restringe a la resolución de controversias a través del Ministerio de Economía. La falta de información del regulador, respecto a los hechos sobre los que debe resolver es un obstáculo para el desempeño de su labor. Esto último, ha llevado a que, en algunas ocasiones las resoluciones dictadas por el Ministro de Economía referentes a las divergencias al interior del CDEC no tengan aplicación práctica. Además por esta causa, el Ministro se ha visto enfrentado a demandas por parte de generadores que sienten afectados sus derechos por los fallos, con lo cual se ve directamente involucrado en disputas entre privados.

c) Sistema colombiano

La participación del gobierno en el mercado eléctrico colombiano es bastante importante, debido a su participación en la propiedad de ISA, la empresa encargada del despacho y operación del sistema. El gobierno mantiene un porcentaje mayoritario de las acciones del ISA (a través del Ministerio de Minas y Energía), con lo cual tiene algún grado de influencia en la operación del sistema, el que se ve contrastado con la no participación del regulador en el Consejo Nacional de Operación (CNO), quien define los aspectos técnicos de la operación del sistema.

5.2.4.2 Comparación

En los casos analizados existen diferentes grados de participación de los reguladores en los organismos encargados del despacho del sistema. La participación del regulador en el OED trae aparejados peligros de politización de la entidad con la consiguiente desviación de los objetivos para los que fue creado.

En un mercado competitivo las leyes de la libre competencia y el juego de mercado deben ser los encargados de guiar el desarrollo de las transacciones entre los agentes. La tarea de los respectivos gobiernos debe estar restringida a una vigilancia del cumplimiento por parte de los agentes de las reglas impuestas y no involucrarse directamente en el manejo del OED.

En el mercado eléctrico argentino, las actuales condiciones de competitividad no justifican el excesivo protagonismo del gobierno al interior de CAMMESA. En el caso colombiano, con la privatización de casi la totalidad de la industria eléctrica, la entrega a manos privadas de ISA debiera ser el próximo paso. En el caso chileno se debe fortalecer las instituciones de gobierno que cumplen acciones reguladoras y fiscalizadoras en el mercado eléctrico, manteniendo su exclusión del OED.

A juicio de [Barker97] si el regulador actúa como instancia de apelación a los conflictos al interior del OED o como instancia en la aprobación de los cambios de la reglamentación que los rige, debe estar al tanto de lo que ocurre al interior del OED. Para esto debe tener acceso a las reuniones y documentación (no necesariamente con derecho a voto) del OED. Bajo esta condición, ninguno de los casos analizados cumpliría con los objetivos planteados.

En los casos colombiano y argentino, la excesiva participación estatal iría en contra de un rol contralor, al ser juez y parte de los hechos que deba resolver. En el caso chileno, la baja capacidad del regulador de obtener información de los hechos al interior del OED y del mercado por causas formales, atenta contra su rol de vigilancia del mercado.

5.2.5 Propiedad del sistema de Transmisión

La propiedad del sistema de transmisión es un tópico importante al evaluar la gobernabilidad y competitividad de los distintos modelos de mercado analizados. Su importante función como nexo entre la oferta y la demanda del mercado eléctrico, sumado a la condición de monopolio natural, dada la existencia de economías de escala y uso intensivo de capital, entregan a este segmento del mercado un fuerte papel en la competitividad de este mercado.

Para una descripción de las principales características de los sistemas de transmisión en los diferentes mercados analizados referirse al anexo B del presente trabajo.

5.2.5.1 Características

Las principales características de la regulación de los sistemas de transmisión en los mercados eléctricos analizados, se pueden resumir en dos aspectos: las restricciones en la propiedad y la tarificación. Estos dos puntos son analizados a continuación:

a) Restricciones en la Propiedad del sistema de transmisión:

Las restricciones en la propiedad para los agentes del mercado eléctrico sobre las empresas dueñas de los principales sistemas de transmisión, así como la restricción a las empresas dueñas del sistema de transmisión de realizar transacciones en el mercado eléctrico contribuyen a un mercado no discriminatorio y transparente.

En el caso argentino, las empresas generadoras tienen restricciones en el control de empresas dueñas del sistema de transmisión. Pueden tener participaciones en la propiedad, pero no mayoritarias. En el mercado eléctrico chileno no existen restricciones a las relaciones de propiedad entre los diferentes agentes del mercado.

En el caso colombiano, las empresas que comercialicen energía en la bolsa, no pueden ser propietarias de la empresa dueña del sistema troncal de transmisión.

b) Tarificación de la Transmisión:

La tarificación del sistema de transmisión es de vital importancia en el acceso no discriminatorio al mercado. Por tratarse de un monopolio natural, las tarifas que cobran las empresas dueñas de las redes de transmisión a los usuarios se encuentran reguladas. En general estas tarifas pretenden reflejar el uso del sistema de transmisión por los diferentes usuarios.

En todos los casos analizados, el transmisor recibe ingresos por las pérdidas del sistema, que cubren solo una fracción de sus costos. En el caso de Argentina y Chile, el transmisor financia el diferencial entre este ingreso y los costos (incluidos los de capital) en base a la contribución de los agentes dependiendo del área de influencia de cada agente y la potencia transitada. En Argentina, pagan los generadores y consumidores, mientras que en Chile solo la hacen los generadores. En Colombia existen tarifas de conexión para financiar los activos de transmisión

5.2.5.2 Comparación

Los esquemas de restricción de propiedad de otros agentes para los controladores de las empresas dueñas del sistema troncal de transmisión, como los imperantes en Colombia y Argentina, aparecen como los más adecuados en el cumplimiento del objetivo de no discriminación propuesto por el Banco Mundial. En el caso argentino, existen empresas que tienen propiedad tanto en generación, transmisión y distribución (por ejemplo Perez Companc) con la restricción de no ser mayoritarios en la propiedad o controladores de empresas de otros segmentos.

En el caso chileno, la propiedad del sistema troncal de transmisión, en manos de algún generador, podría generar barreras de entrada al mercado y una desigualdad entre competidores²⁰.

A juicio de [Barker97] la separación de la propiedad de los activos de transmisión de los generadores es necesaria y eficiente para el funcionamiento correcto del mercado. En caso de existir participación de los generadores en la propiedad del sistema de transmisión, la operación del mismo necesariamente debe ser separada de sus propietarios (generadores) para permitir un trato igualitario a todos los agentes del mercado.

²⁰ Existen otros casos (como Alberta, Canadá y California) donde los generadores han mantenido la propiedad de los sistemas de transmisión de forma parecida a los generadores chilenos, entregándose la operación de los mismos a organismos despachadores independientes, lo que garantiza un trato igualitario a los agentes del mercado.

5.2.6 Vigilancia y Control del Mercado

La vigilancia y el control de las conductas de los agentes del mercado son importantes para garantizar la competitividad del mismo. La detección oportuna de conductas anticompetitivas o que reflejen poder de mercado por parte de algún agente o clase de agentes es indispensable para mantener el buen funcionamiento del mercado y su eficiencia.

Los principales puntos, a juicio del Banco Mundial, para detectar poder de mercado se detallan a continuación:

- "Sustantivas y significativas" desviaciones del precio de despeje del mercado desde los precios de largo y corto plazo estimados,
- Capacidad ociosa en plantas sin explicación aparente,
- Inesperada baja en la disponibilidad de plantas,
- Ofertas significativamente diferentes entre generadores con tecnologías similares,
- Programas de mantenimiento de líneas de transmisión en períodos de altos precios en el Pool,
- Altos precios ofertados por generadores que deben producir por razones de confiabilidad del sistema,
- Nueva e inesperada congestión de las líneas de transmisión y
- Oposición de uno o más generadores a inversiones en nuevas líneas de transmisión para superar congestión existente.

5.2.6.1 Principales Esquemas

Los principales esquemas de vigilancia y control del mercado en los sistemas analizados se pueden resumir en: vigilancia a cargo del regulador y vigilancia a cargo de los propios usuarios.

a) Vigilancia a cargo del regulador

La vigilancia a cargo del regulador consiste en que el encargado de la regulación (generalmente el gobierno central del país) sea el que vigile e investigue por cuenta propia, o a pedido de los usuarios, ciertas conductas que puedan reflejar poder de mercado.

Este sistema requiere que el gobierno tenga el presupuesto y la experiencia necesaria para cumplir de buena forma su labor fiscalizadora en este ámbito. Debido a la rigidez que existe sobre la mayor parte de los presupuestos y nómina de personal de los gobiernos, es difícil contar con un sistema eficiente de vigilancia y control bajo su administración.

En el caso chileno, el gobierno se encarga de vigilar la competitividad del mercado eléctrico en general, por medio de la Comisión Antimonopolio, la que recibe denuncias de cualquier interesado y ha intervenido en reiteradas ocasiones en el mercado eléctrico chileno. Para más detalle en las intervenciones de este organismo revisar el Anexo A del presente trabajo.

En el mercado eléctrico argentino la Secretaría de Energía (SE) y el ENRE son los encargados de vigilar la competitividad del mercado. Debido a la escasez de recursos, en general, se basan en las indicaciones de CAMMESA para detectar y sancionar conductas anticompetitivas de los agentes de mercado.

En el caso colombiano, la CREG es la encargada de vigilar y sancionar las conductas anticompetitivas de los agentes del mercado. Se han producido casos de poder de mercado que han sido sancionados por este organismo.

b) Vigilancia por medio del OED:

La vigilancia por medio del OED es un método de control del cumplimiento de las condiciones de competencia que se encuentra en manos del propio Pool. Estos organismos deben crear comités para realizar esta labor²¹, los que deben contar con autonomía e independencia de los diferentes agentes del mercado.

Estas entidades deben tener la capacidad de requerir información de los agentes para permitir desarrollar sus investigaciones, manteniendo la confidencialidad de información sensible.

Las características particulares del mercado eléctrico chileno, basado en costos marginales auditados, hacen que los generadores integrantes del pool tengan un fuerte control de las "ofertas" de los otros agentes.

En Argentina se encuentra en estudio el crear dentro de CAMMESA un cuerpo encargado de la vigilancia y control del mercado

5.2.6.2 Comparación

Las principales ventajas de la vigilancia al interior del propio pool residen en su menor costo y menor riesgo de involucrar agentes que puedan responder a objetivos distintos a los de seguridad y economía planteados para el pool. Su riesgo reside en el peligro de captura de este mecanismo de vigilancia por un agente o clases de agentes, quienes lo pueden utilizar en beneficio propio.

La utilización de un sistema de vigilancia y control de mercado administrado por el regulador se presenta como más costoso e ineficiente por la general falta de recursos de los organismos de gobierno y su ineficiencia en usarlos.

²¹ Un ejemplo de este esquema es el implementado en el pool de Alberta, Canadá donde existe una "fuerza de tareas" encargada de la vigilancia de las condiciones de competitividad al interior del mercado eléctrico.

El peligro de politización de los mecanismos de vigilancia y control se presenta además como un problema adicional a la participación del regulador en estos sistemas.

A juicio del Banco Mundial en [Barker97] un buen sistema de control de mercado tiene que estar basado en el propio pool, por medio de una fuerza de trabajo independiente y con las atribuciones necesarias para ejercer un buen control sobre el mercado²².

²² En el caso de Alberta, Canada existe una fuerza de tareas independiente (bajo la administración del OED) encargado de la vigilancia y control de la competitividad del mercado.

5.2.7 Operatividad del Sistema Judicial

Una componente importante del funcionamiento e interpretación de los marcos regulatorios de los mercados eléctricos le cabe a los sistemas judiciales de cada país. Entre sus principales funciones se destacan: el resguardo de las inversiones de los agentes, sus derechos de propiedad y como salvaguarda de las instituciones existentes frente a posibles arbitrariedades del regulador.

En el caso chileno, el sistema judicial es reconocido por [Gilbert96] como uno de los más independientes de la región, lo que permite garantizar los derechos de propiedad de los agentes del mercado. No obstante se argumenta que se presentarían situaciones de abuso de parte de las empresas integrantes del CDEC para con los "Recursos de Protección" presentados contra las resoluciones tomadas por el Ministerio de Economía para dirimir controversias dentro de éste [Arri97].

En el seminario “Modernización de la Institucionalidad Reguladora del Estado” (Santiago, 1998) se planteó la idea de crear tribunales económicos para resolver las controversias entre privados de esta índole, que requieren de una alta especialización por parte de los magistrados y una respuesta rápida que los actuales tribunales no están en condiciones de entregar.

En el caso argentino y colombiano, sus sistemas judiciales no son considerados con mucha independencia, lo que no contribuye a dar garantías a los derechos de propiedad de los agentes.

A juicio del Banco Mundial en [Barker97] es necesario un sistema judicial eficaz que permita resguardar los derechos de propiedad de los agentes y que actúe como última instancia a los conflictos que afecten al mercado. Los recursos a esta instancia deben ser la excepción por ser generalmente las cortes muy lentas, costosas y no tener la experiencia necesaria en este tipo de mercados.

5.3 Resumen

Los diferentes cánones usados para medir la gobernabilidad en los diferentes mercados eléctricos analizados, como son: tipo de organismo despachador, propiedad del mismo, sistema de votación, participación del gobierno, propiedad del sistema de transmisión, sistemas de vigilancia y control de mercado y la operatividad del sistema judicial; permiten evaluar los objetivos de igualdad y transparencia del mercado enunciados por el Banco Mundial.

En la Tabla 5.2 se presenta el resumen con el cumplimiento, a juicio del autor, de los objetivos del Banco Mundial. Se indica con un visto bueno aquellos objetivos que se consideran plenamente alcanzados en los respectivos mercados eléctricos.

Tabla 5.2 Cumplimiento Objetivos Banco Mundial

	Argentina	Colombia	Chile
Organismo no Controlado por una clase de agentes	✓	Empresa de transmisión controla el mercado con supervisión del CNO integrado por distintas clases de agentes con participación mayoritaria de generadores.	CDEC integrado solo por generadores.
Mercado transparente	✓	Clase mayoritaria (generadores) controlan el CNO. Participación de transmisores y distribuidores en el CNO contribuye a la transparencia.	Falta de información a otros agentes que no participan en la bolsa

Niveles de confiabilidad aceptable	✓	✓	✓
Proceso de toma de decisiones transparente	✓	Propiedad del Estado sobre ISA y algunas distribuidoras no contribuye a un proceso de toma de decisiones transparente.	Poca transparencia en la toma de decisiones por el tipo de organismo y sistema de votación
Cambio oportuno de la reglamentación	✓	El regulador, la CREG, tiene la capacidad de modificar la reglamentación existente, lo que facilita el cambio oportuno	Dificultad en el cambio de reglamentación por unanimidad en las decisiones.
Minimización del costo de la Gobernabilidad	✓	Bajo costo de operación	Debido al alto nivel de conflictos, el modelo en funcionamiento no contribuye a minimizar los costos de la gobernabilidad
	US\$ 13 millones costo de operación de CAMMESA (56% Bolsa de energía, 44% operación del sistema). 0,25% de cada transacción		

Como se puede apreciar, en los sistemas analizados, existen puntos pendientes en la gobernabilidad de los mercados. Estos pueden ser mejorados con mejoras en las legislaciones que rigen el mercado eléctrico en cada país. Estas modificaciones deben tener la participación de todos los interesados.

VI. INDICADORES DE MERCADO

La comparación de los sistemas de administración de los OED puede ser complementada con algunos indicadores de mercado. Entre los principales se pueden mencionar la concentración de mercado, la variabilidad del precio spot y la participación en el mercado de contratos.

6.1 Concentración de Mercado

La concentración de mercado es un elemento que puede afectar la competitividad de un mercado. En los tres mercados eléctricos analizados existen diferentes grados de concentración: Argentina con una baja concentración de mercado, Colombia con un nivel medio y Chile con una alta concentración de mercado.

En Chile las diferentes empresas generadoras del SIC tienen importantes relaciones de propiedad: Pehuenche y Panguel son filiales de ENDESA, Guacolda y ESA son empresas relacionadas con Gener, quien posee parte importante de la propiedad. El efecto al considerar las relaciones de propiedad en las empresas de generación se aprecia en la Figura 6.1.

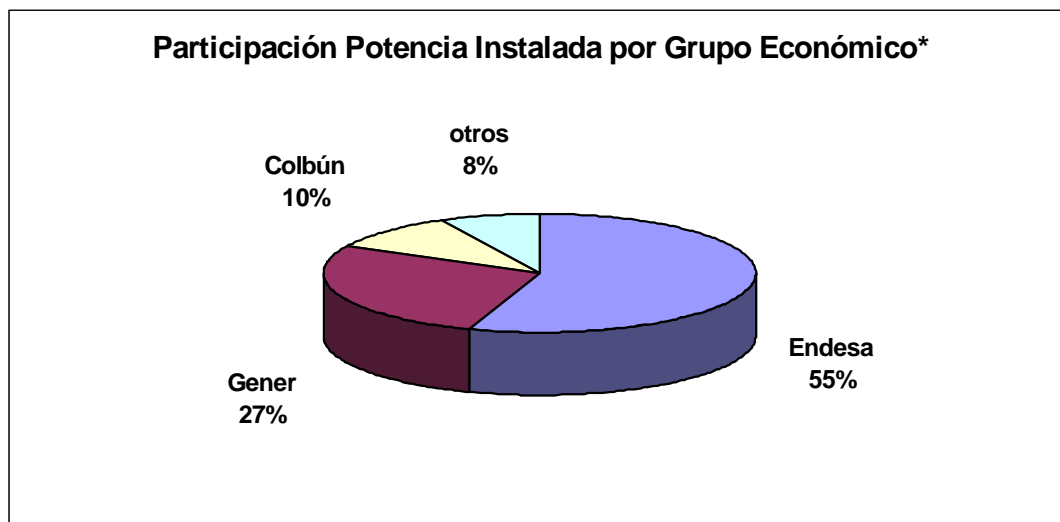


Figura 6.1: Capacidad instalada por grupo económico Chile, SIC (1997)

En [Bern95] se indica respecto a la concentración de mercado:

" Endesa tiene una participación importante, que puede ser objeto de preocupación en términos de la competencia. Sin embargo, existe diversidad de generadores y lo más importante es el libre acceso de terceros al sistema y no tanto el tamaño de los actores existentes."

La alta concentración de mercado, donde solo tres empresas y sus filiales reúnen el 92% del total de la potencia instalada podría dar origen a situaciones de poder de mercado que afecten la competitividad del sistema eléctrico chileno. Esto se refleja actualmente en la demora en los pagos entre agentes (bloqueo de los costos marginales).

La participación en la potencia instalada en el sistema argentino, por parte de las empresas es menor al 10%. Esto responde a la estrategia de privatización del sector eléctrico argentino, donde se diseñó la privatización para dar lugar a empresas con bajo poder de mercado. Producto de los actuales precios, se espera un aumento de la concentración del mercado, con fusiones entre empresas y absorción de las empresas ineficientes por aquellas que demuestren tener ventajas competitivas.

En el mercado eléctrico colombiano se puede apreciar una situación intermedia en la concentración de mercado. La mayor empresa, Emgesa posee el 21% del total de la potencia instalada. La segunda y tercera empresa poseen el 14% y 15% respectivamente.

En el gráfico de la Figura 6.2 se aprecia la participación porcentual en la potencia instalada por grupo económico en Chile y su variación desde 1991 hasta el 2002. Desde 1991 a 1998 los datos fueron obtenidos de [CDEC98] y en adelante corresponden a proyecciones basadas en el "Plan de obras de la CNE" [CNE98] y en [Silv96]. En el grupo otros se incluyen los proyectos Peuchén de 79 MW y Mampil 52 MW (Iberdrola), y Cortaderal 195 MW (Andrade-Gutierrez).

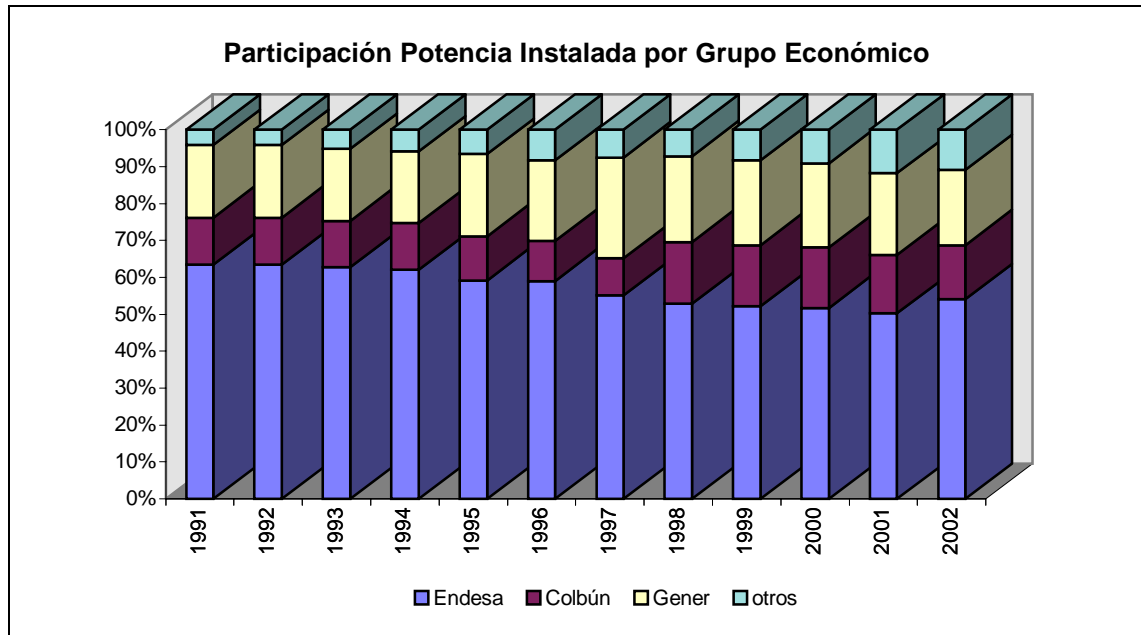


Figura 6.2: Variación de la Potencia Instalada por grupo Económico

Como se aprecia en la Figura 5.5 la participación en la potencia instalada por grupo económico, se mantiene casi constante en los 10 años examinados. El grupo Endesa mantiene casi constante el 55% de participación en el mercado, mientras Colbún pasa de un 10 a un 15%, el grupo Gener baja de un 27% el año 91 a un 20% para el 2002. El grupo otros, que integra a los generadores menores del sistema pasa de un 7% el año 91 a un 10% el año 2002.

6.1.1 Índice Hirschman-Herfindal

El Hirschman-Herfindahl Index (HHI)²³ mide la concentración de mercado de una industria, mientras más alto más concentrado, con un valor máximo de diez mil . En [Bore97] se indica que es uno de los índices más utilizados para medir concentración de mercado. Al comparar el índice de los tres países, tal como se aprecia en la Figura 6.3, donde Argentina presenta 472, Colombia 1174 y Chile 1847, se aprecia la mayor concentración de mercado presente en Chile y la gran atomización del mercado eléctrico argentino y la posición intermedia del mercado colombiano.

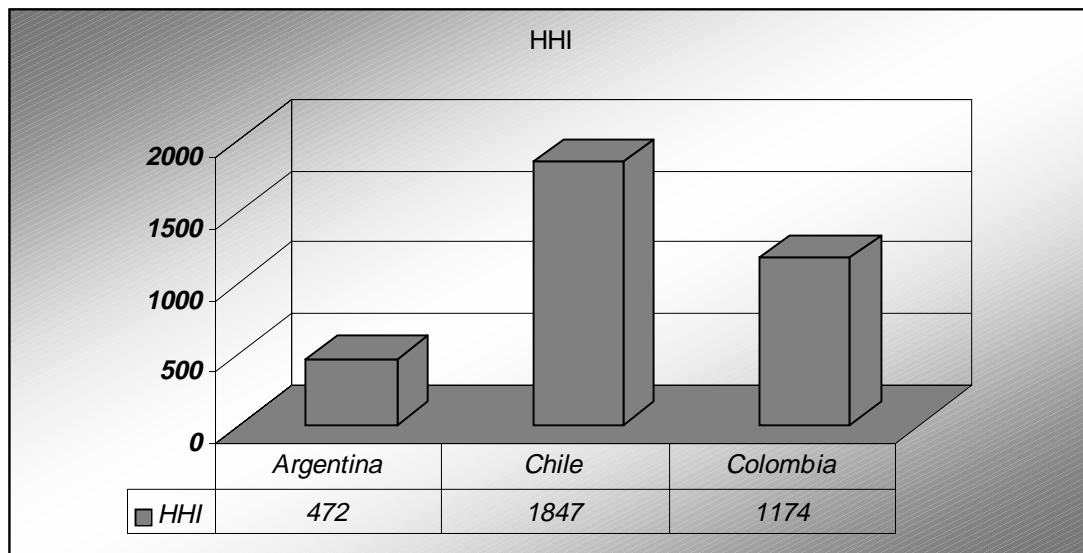


Figura 6.3: Índice Hirschman-Herfindahl (HHI)

²³ Este índice se obtiene de la suma de la multiplicación por diez mil de la participación de mercado de cada firma al cuadrado ($HHI = \sum (P_i / \sum P_j)^2 * 10000$). Por lo tanto, si el HHI es cercano a diez mil, la industria es muy concentrada y si es cercano a cero la industria es muy atomizada.

Al considerar las relaciones de propiedad entre las empresas de generación en Chile se tiene que el índice HHI para el mercado eléctrico chileno aumenta a 3918, lo que representa una alta concentración de mercado.

6.1.2 Participación en el Mercado de Contratos

En Chile, debido a la imposibilidad de los clientes finales de participar en el mercado spot, estos deben firmar contratos con los generadores. Esta capacidad la tienen los clientes con una capacidad instalada mayor a 2 MW. Ellos pueden contratar con un generador o una distribuidora, según lo decidan. El precio de contrato es libremente pactado entre las partes. En la Figura 6.4 se puede apreciar la participación en el mercado de los contratos en el SIC en Chile [Morande97].

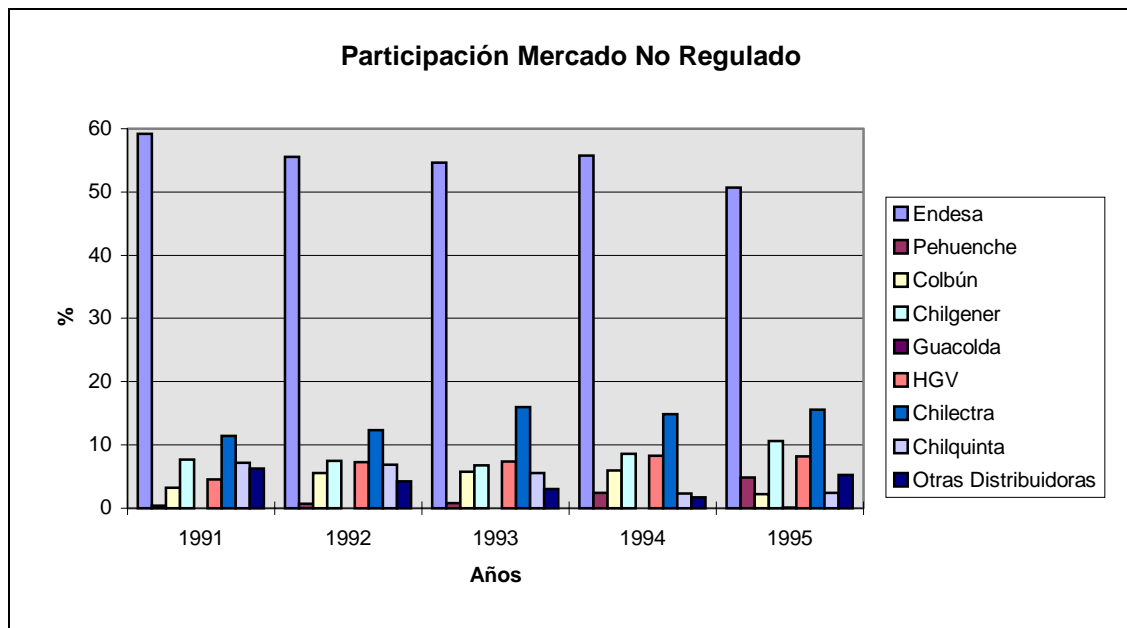


Figura 6.4: Mercado Contratos Chile

Como se puede apreciar, existe una alta concentración del mercado de los contratos, siendo dominante Endesa con un 50% del total, pero con una tendencia decreciente. Además se puede apreciar la participación de las distribuidoras, que en este segmento compiten con la generadoras. La alta participación de Chilectra se explica a que distribuye energía en el centro de carga del sistema chileno y en su área

de concesión se encuentran un gran porcentaje de las mayores industrias. Estas, en general, corresponden a clientes libres del sistema.

6.1.3 Concentración interconexión SIC-SING

Los planes de interconexión entre los sistemas chilenos, provocará un cambio en las participaciones de mercado. Este cambio en la participación en la potencia instalada se aprecia en la Figura 6.5.

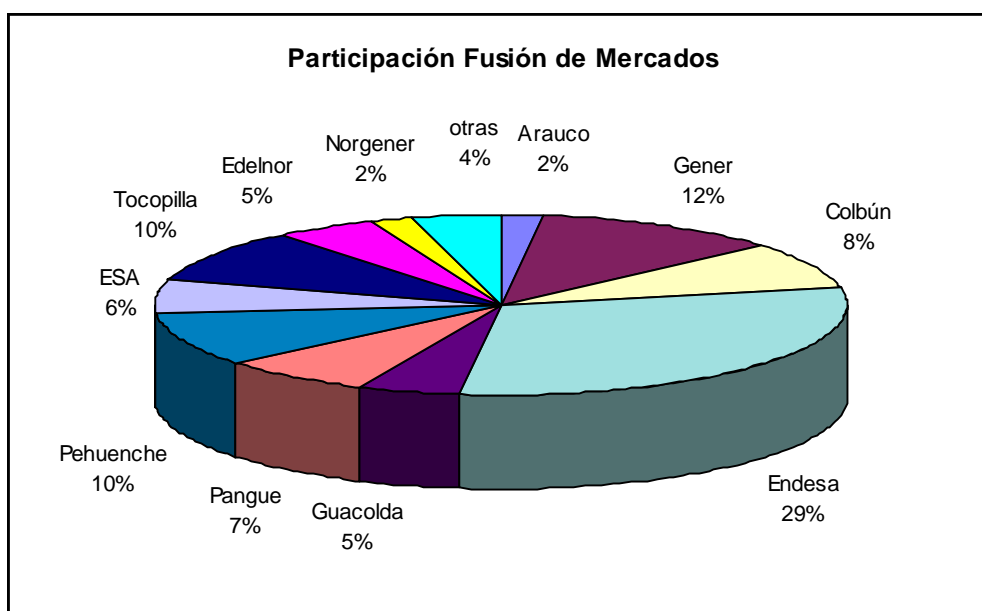


Figura 6.5: Participación Potencia Instalada interconexión SIC-SING

La participación de Endesa y sus filiales en el mercado sigue siendo importante, pero se genera un aumento en el número de generadores. Esta fusión de los mercados es hipotética dadas la limitada capacidad de las actuales líneas de

interconexión proyectadas. Estas actuarían como un nodo importador o exportador en el mejor de los casos²⁴.

²⁴ Este análisis no considera las ampliaciones de capacidad producto de la llegada del gas natural procedente de Argentina al SING, lo que provocará un fuerte aumento en la capacidad instalada de este sistema.

6.2 Evolución del Precio Spot

La evolución del precio spot podría considerarse un indicador del mercado. En el corto plazo este indicador refleja las variabilidades que, en el caso de despacho centralizado, reflejan el tipo de parque generador existente en cada país y que por ejemplo en el caso chileno están muy relacionadas con la disponibilidad hídrica. En esa medida no se puede considerar como un buen indicador de la eficiencia del mercado.

Se entrega la información sólo con carácter informativo. En a Figura 6.6 se aprecia las diferencias de variación de los precios spot tanto en el mercado chileno como en el argentino. En el primero las variaciones son mayores debido a su mayor dependencia hidráulica (75%).

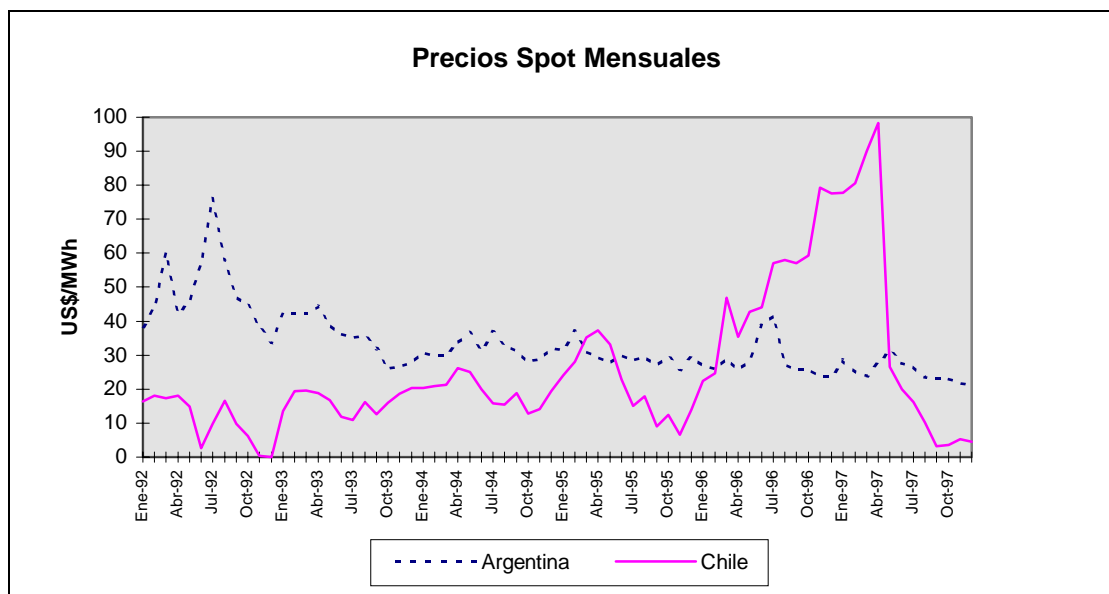


Figura 6.6: Precios Spot mensuales Chile y Argentina

6.3 Mercado de Contratos vs Mercado Spot

En el sistema argentino los distribuidores y los grandes usuarios pueden participar en el mercado spot. Debido a la sobreoferta en generación existente actualmente en este mercado, no se dan las condiciones para firmar contratos (el incentivo principal de los contratos es que entregan una garantía de suministro en periodos restrictivos). Han existido proposiciones para sacar a los distribuidores y grandes usuarios del spot y obligarlos a firmar contratos [Bada97], para hacer de este modo más estable y previsible el mercado eléctrico.

En la Figura 6.7 se puede apreciar la variación del porcentaje del total de la energía transada en contratos versus en el mercado spot en el mercado argentino. Se espera que para el año 2000 haya una baja en el nivel de contratos por expirar los contratos de las distribuidoras privatizadas, no existiendo incentivos para la firma de contratos de largo plazo.

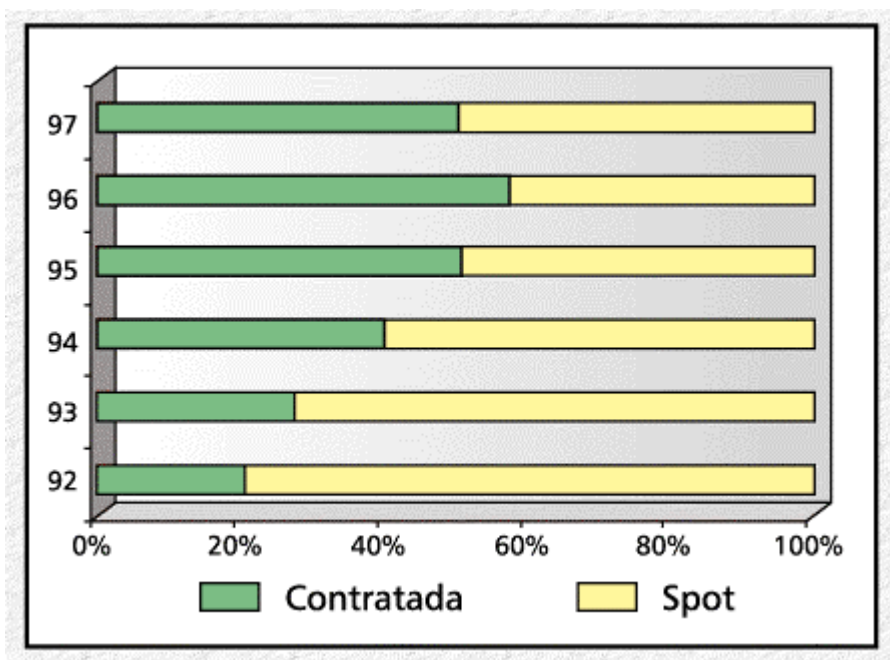


Figura 6.7: Mercado Spot vs Contratos en el Sistema argentino.

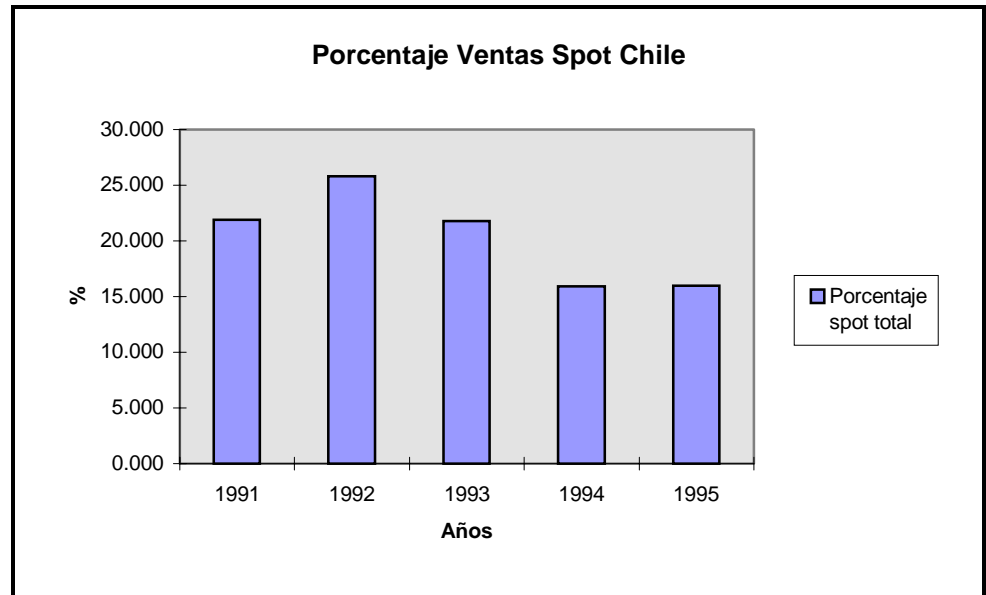


Figura 6.8: Mercado Spot vs Contratos en el Sistema chileno.

En la Figura 6.8 se puede apreciar el porcentaje de transacciones spot en el mercado chileno. En este caso sólo los grandes generadores pueden transar sus déficit y excedentes a precio spot. Estas transacciones corresponden a los intercambios entre las compañías generadoras para cubrir sus déficit. El nivel es bajo, no superando el 20% debido a la obligación que tienen las compañías de contratar sólo hasta su energía firme.

VII. RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS

El nivel de conflicto presente en los mercados analizados, es un buen indicador del funcionamiento de las estructuras que soportan la competencia. En los diferentes casos bajo análisis, los conflictos tienen un origen similar, manifestándose de formas diversas. A continuación se presenta un resumen de las definiciones de conflicto existentes en la literatura, para luego analizar las particularidades de cada sistema y los esquemas de resolución de conflictos implementados.

En general, el conflicto según [Weeks95], “no es positivo ni negativo en sí mismo. Es el resultado de la diversidad que caracteriza nuestros pensamientos, actitudes, creencias, percepciones, sistemas y estructuras sociales”. Esto definido para los individuos, también se aplica a las instituciones.

En el caso de los sistemas eléctricos competitivos, los conflictos entre agentes (especialmente entre generadores) son considerados como parte del juego de mercado y la natural competencia que éste genera. Los conflictos se consideran negativos cuando, producto de diferentes situaciones (poder de mercado, conflictos de intereses, etc.), pueden afectar el correcto despacho u operación del sistema eléctrico.

La resolución de conflictos en cualquier tipo de organización es de gran importancia para alcanzar los objetivos que se ha propuesto como institución. Los métodos de resolución y la capacidad de solucionar eficientemente estos conflictos varía considerablemente de una organización a otra y refleja características particulares como cultura, valores, etc.

Tanto [Week95] como [DeBo92] reconocen el rol de una tercera parte, como ente facilitador para la resolución de los conflictos. El segundo indica: “las partes involucradas en una disputa se hallan precisamente en la peor posición para solucionar el conflicto.” El simple propósito de una tercera parte es convertir una pelea bidimensional en una exploración tridimensional que lleve a proyectar una salida.

Además, en su descripción de conflicto, [DeBo92] señala que “normalmente, en una situación de conflicto ambas partes tienen al principio absoluta confianza en la fuerza de sus argumentos, sus músculos y su vigor. Llegan luego a un punto en el que resulta obvio que ninguno de los dos bandos está en condiciones de obtener una victoria fácil. La cuestión ahora es aguantar, con la esperanza de que la otra parte cederá porque no hay una salida fácil. Al final, el cansancio creará un compromiso negociado que permita salvar la cara. Nada de esto tiene que ver con el proyecto de una salida óptima. La negociación final es más una paz salvadora que un proyecto constructivo.”

En algunos modelos de organización el gobierno es el llamado a ser la tercera parte para mediar en estos conflictos. En la medida que el gobierno tenga intereses en los resultados a los que se puede llegar con el arbitraje, convirtiéndose en juez y parte de los procesos, esta solución no es la adecuada.

En el caso de conflictos en los mercados eléctricos analizados se dan distintas instancias de mediación, con intervención del gobierno o no. En el caso argentino es el CAMMESA, órgano independiente, el encargado de resolver los conflictos entre agentes y el ENRE, organismo de gobierno, en los conflictos entre los agentes y CAMMESA. En el caso chileno el Ministerio de Economía, parte del gobierno, es el encargado de resolver los conflictos entre los generadores al interior del CDEC.

A continuación se analizarán los tipos de conflictos y las fuentes de ellos, profundizando en mayor grado el caso chileno.

7.1 Tipos de Conflictos

Los conflictos en un sistema eléctrico, en general, se pueden clasificar según los actores involucrados en:

- Problemas entre agentes: Este tipo de problemas entre actores del mercado, generalmente, corresponden al ámbito privado de la actividad. Los conflictos entre privados pueden ser resueltos con algún sistema de arbitraje con intervención de una tercera parte, que actúe como arbitro. En su defecto, al no existir instancias administrativas para resolver los conflictos de este tipo, se recurre a los tribunales ordinarios o económicos.
- Problemas entre agentes y el OED: Los conflictos de este tipo se refieren, generalmente, a decisiones del OED que puedan afectar los intereses comerciales del agente. La resolución de estos conflictos sigue, en una primera instancia, la vía administrativa, con algún organismo de alzada encargado de actuar como tribunal de apelación para las posibles objeciones al despacho y operación del sistema por parte del OED. En general, los Tribunales de Justicia son la última instancia para apelar las resoluciones en estos casos.
- Problemas entre agentes y la autoridad (reguladora, fiscalizadora): Un agente o clases de agentes pueden entrar en conflicto por acciones de la entidad reguladora que considera menoscaban sus derechos. En general esto se refiere a cambios en la legislación llevados a cabo por la autoridad reguladora. Por otra parte, un agente privado puede entrar en conflicto con el fiscalizador que aplica sanciones que el agente o clase de agentes considera arbitrarios o erróneos.

Estos conflictos entre diferentes actores del mercado, tienen diferentes instancias de solución dependiendo del país en que ocurran. En el caso argentino, el ENRE actúa como tribunal para los conflictos entre agentes. Los conflictos entre un agente y CAMMESA son resueltos por la Secretaría de Energía (SE). En el caso

colombiano, es la CREG la que debe ver las apelaciones a las decisiones del Consejo Nacional de Operación (CNO). En el caso chileno, el Ministro de Economía, con consulta a la CNE, es el encargado de dirimir las controversias de algún agente respecto de las decisiones al interior del CDEC.

7.2 Fuentes de conflicto

Los principales conflictos que afectan a cada uno de los mercados analizados, tienen orígenes comunes. Estos conflictos se basan en diferentes interpretaciones a las normativas vigentes, por parte de algún agente o clase de agentes, en perjuicio de algún otro. En general estas interpretaciones traen aparejadas algún beneficio o perjuicio económico para los agentes involucrados.

En la Tabla 7.1 se puede apreciar un resumen con los principales conflictos en los mercados eléctricos analizados.

Tabla 7.1: Principales conflictos Sistemas Eléctricos Sudamericanos

	Regulador	Generadores	Transmisores	Distribuidores	Grandes Clientes
Regulador				<i>Chile</i> - Fijación de precios regulados	
Generadores	<i>Chile</i> - Fijación de tarifas para clientes regulados - Definición de costos marginales <i>Colombia</i> - Especulación en la bolsa de energía	<i>Chile</i> - Programa Semanal y diario de Operación - Definición del Costo Marginal - Cálculo de potencia firme		<i>Colombia</i> - Pago de facturas	
Transmisores	<i>Argentina</i> - Expansión de la transmisión.	<i>Chile</i> - Cálculo de Peajes		<i>Argentina</i> - Pago de peajes	
Distribuidores					
Grandes Clientes		<i>Chile</i> - Calidad de Servicio (SING). <i>Colombia</i> - Cálculo de pagos por potencia			

Entre los principales conflictos que son genéricos para los mercados analizados podemos destacar los problemas en la definición del costo marginal y los problemas con la autoridad por la definición de los precios regulados. A continuación se detallan cada uno de ellos:

7.2.1 Definición del costo marginal

La definición del costo marginal de las unidades de generación es un problema común a todos los mercados eléctricos con un modelo de despacho centralizado basado en esta concepto.

En general, se entiende por costo marginal como el costo que implica producir una unidad adicional de producto, en este caso energía. En los sistemas eléctricos se acepta que el costo marginal se determina en base al costo variable combustible de las unidades de generación. Las centrales hidráulicas de pasada en general tienen costo marginal nulo y las de embalse reciben un valor equivalente del agua, según la generación térmica que potencialmente reemplazan.

La importancia de la definición del costo marginal reside en que en los sistemas con despacho centralizado permite establecer el despacho económicamente óptimo de las unidades de generación y define el precio de despeje del mercado (unidad con mayor costo marginal operando en ese instante), con el cual se desarrollan las transacciones comerciales de la bolsa de energía.

Los problemas surgen al tener que determinar cual es el costo marginal de cada una de las unidades. Generalmente, no existe acuerdo entre los diferentes agentes del costo marginal para las unidades. Las diferencias ocurren por la definición de los ítems a incluir, el costo del combustible, etc.

Los generadores tienen interés en aumentar lo más posible el costo marginal. Entre las recursos de los generadores se cuentan la distinta procedencia de los combustibles, lo que implica diferente precio (generalmente esto sucede en el carbón).

El sistema argentino logró solucionar en parte los problemas de la definición del costo marginal del sistema, liberalizándolo y definiéndolo como un costo equivalente de combustible declarado, con un tope fijado por el regulador. Esto en la práctica ha llevado al sistema a un modelo de oferta controlada.

En Chile el problema de la definición del costo marginal es un problema bastante común en ambos CDEC y que se acentúa en los períodos de sequía. Los recursos de las empresas para definirlos según sus intereses (diferencias en la procedencia de los combustibles, calidades, etc.) generan una serie de problemas para alcanzar los acuerdos necesarios para la operación del sistema. En casos donde el precio de mercado se encuentra muy alto, las empresas deficitarias (compradores obligados de energía en el mercado spot) subdeclaran el costo de sus unidades generando más, para por un lado, comprar menos energía y bajar los precios en el mercado spot.

.En Colombia el sistema se basa en ofertas libres, por lo que la problemática no está presente en el mercado eléctrico.

7.2.2 Fijación de Precios Regulados

La fijación de precios por parte de la autoridad busca proteger a los pequeños usuarios de las variaciones bruscas del precio de la energía y de las asimetrías de información presentes en el mercado. En general son fijadas por el regulador como un promedio de los precios en la bolsa de energía. Las distribuidoras tienen el derecho a comprar a este precio para suministrar a los usuarios regulados que están dentro de su área de concesión. Su importancia radica, en que, en los sistemas donde es fijado, su ámbito de acción engloba una parte importante de la demanda de energía del mercado.

En el mundo existe la tendencia de eliminar gradualmente los precios regulados al introducir la competencia en los diferentes segmentos de la industria eléctrica.

En Argentina el precio regulado, que recibe el nombre de “Precio Estacional” se calcula semestralmente y las diferencias con el precio de bolsa son absorbidas por un fondo de estabilización. Su fijación no provoca distorsiones ni conflictos en el mercado al ser absorbidas las diferencias entre el precio spot y el precio regulado por el fondo de estabilización. Actualmente los clientes regulados son los que tienen una capacidad instalada menor a 0,5 MW. Se espera eliminar los precios regulados para el año 2000.

En Chile el gobierno fija el precio regulado, denominado “Precio de Nudo”, cada seis meses. Su valor se calcula como el promedio de los costos marginales del sistema para los próximos 4 años. No existe corrección del precio posterior (no hay fondo de estabilización). Las distribuidoras tienen derecho a comprar a este precio para suministrar a los clientes regulados que se encuentren dentro de su área de concesión. La fijación de este precio genera reclamos por parte de los generadores, en cuanto a los parámetros utilizados por la autoridad para calcular este valor. Los clientes regulados son aquellos con una capacidad instalada menor a 2 MW (representan la mayor parte de la demanda en el SIC). No existen proyectos de reducción de dicho valor.

En Colombia, el precio regulado no está en uso, liberalizándose los precios de la energía en 1998 para todos los usuarios.

7.3 Mercado Eléctrico Argentino

Los conflictos en el mercado eléctrico argentino, se basan principalmente, en la falta de claridad de la legislación, la falta de claridad de la jurisprudencia de algunos organismos tanto a nivel nacional y federal, como en las atribuciones que le corresponden.

El número de conflictos que llegan a la justicia es reducido, funcionando los mecanismos existentes al interior del sector para la resolución de los conflictos. Los conflictos entre agentes son resueltos por el ENRE. Los conflictos entre agentes y CAMMESA son vistos por la Secretaría de Energía, la que tiene plazos claros para resolver.

El actual nivel de competitividad en el mercado eléctrico argentino ha generado algunos hechos conflictivos que pueden ser consideradas como parte del juego de mercado pero que han dado lugar a situaciones conflictivas y reclamos de algunos agentes, entre las que se destacan: subdeclaración de costos con el fin de obtener el ingreso por potencia ligado a la generación en hora fuera de valle, declaración de indisponibilidad los fines de semana por parte de centrales hidráulicas, para generar sólo en horas con pago por potencia, son algunas de las situaciones que han dado origen a reclamos en el sector.

7.3.1 Pagos y Expansión del Sistema de Transmisión

El actual sistema de pagos y expansión del sistema de transmisión en Argentina tiene una serie de limitaciones y ha generado una serie de conflictos entre los agentes, que han repercutido en CAMMESA por su condición de recaudador de los recursos. A continuación se detallan dos de los problemas más importantes.

a) Pago de Peajes

El pago de peajes por el uso del sistema de transmisión, ha generado algunos conflictos en el mercado eléctrico argentino. Este se basa en la definición de áreas de influencia tanto para generadores como para consumidores. Algunos agentes se han negado a pagar parte de los peajes por considerar que algunos tramos que le son cobrados no son utilizados por ellos. Un ejemplo de este conflicto es la negativa a cancelar los peajes por parte de la distribuidora Edesur [Clarín97]. En este caso, EDESUR se negaba a pagar peaje por unas líneas que consideraba no estar utilizando y que le era cobrado por CAMMESA. En este caso se llegó incluso a amenazar con la suspensión parcial del suministro a esa distribuidora por parte de CAMMESA. La justicia dictaminó que Edesur debía cancelar la deuda.

b) Expansión del Sistema de Transmisión

Los métodos de expansión del sistema de transmisión y quienes están llamados a su financiamiento no es un tema resuelto en los mercados eléctricos del mundo. En el mercado eléctrico argentino, la decisión de ampliar el sistema de transmisión debe ser tomada por acuerdo entre las diferentes partes involucradas, que deben contribuir a su financiamiento, por medio de audiencias públicas organizadas por el ENRE. Si existe oposición de un 30% de los interesados, la ampliación no se realiza. Esto ha sido cuestionado por los distintos agentes porque, en general, hace que la expansión sea lenta y engorrosa. Un ejemplo de este problema era el interés de los generadores del área del Comahue (generación hidráulica) por ampliar el sistema de transmisión dada la abundante generación presente en el área se vio entrabada reiteradamente por otros intereses.

7.4 Mercado Eléctrico colombiano

Los conflictos en el sector eléctrico colombiano se pueden dividir en dos grupos: los relacionados con el mercado propiamente tal y los que tienen que ver con los organismos de regulación. En base a los análisis de la regulación y el mercado proporcionados por [Ocho98] se identifican los conflictos que afectan al mercado eléctrico colombiano.

7.4.1 Conflictos de Mercado

A continuación se describen los principales problemas presentes en el mercado eléctrico colombiano.

a) Poder de Mercado

El poder de mercado que alcanzan algunas empresas generadoras cuando hay condiciones de sequía ha generado situaciones de especulación en la bolsa de energía. Debido a lo libre de las ofertas y la no inclusión de las restricciones del sistema de transmisión al despachar el sistema, se genera poder de mercado por parte de algunas generadoras en determinadas condiciones de operación.

b) Indisciplina de las Electricificadoras

La tradicional indisciplina de no pago de las facturas a los generadores por parte de electricificadoras (distribuidoras), todas ellas estatales, podría dañar el esquema adoptado para el desarrollo de la industria eléctrica. Estas no cancelan en forma oportuna sus facturas de electricidad con los generadores, lo que trae aparejados una serie de problemas para estas últimas. Se plantea que la solución pasa por sacar al Estado de la propiedad de estas empresas [Ocho98].

7.4.2 Problemas de la Regulación

En [Ocho98] se reconocen algunas amenazas a las reglas del juego en el mercado eléctrico colombiano. Entre ellas se destacan: la falta de independencia y autonomía de la CREG, el traslado de los temas regulatorios a la esfera política y la puesta en duda, por parte del Consejo de Estado, de la capacidad de las comisiones de regulación para ejercer en forma autónoma sus funciones.

a) Falta de independencia y autonomía de la CREG

Las ideas que inspiraron la creación de las comisiones de regulación, independencia y autonomía, no se lograron cristalizar plenamente en la estructuración y puesta en marcha de estas entidades. Una CREG independiente y autónoma buscaba que esta entidad pudiera definir y mantener reglas de juego claras, transparentes y no discriminatorias frente a los distintos agentes del mercado y a los afanes coyunturales del gobierno. Con este fin se decidió conformarla por un número mayoritario de expertos, de una reconocida experiencia técnica, nombrados por períodos de cuatro años. Además se le otorgó autonomía presupuestaria y se le dotó de un régimen especial de contratación de personal.

Por el contrario de lo que se pudiese esperar, según [Ocho98] la CREG tiene dependencia del Gobierno en los asuntos regulatorios, debilidad técnica y carencia de autonomía en el manejo administrativo y presupuestal.

La dependencia del gobierno se hace presente en el hecho de que para la aprobación de las materias al interior de la CREG, estas requerían el voto favorable de alguno de sus ministros. Es decir, aunque los expertos son mayoría, el gobierno tiene el control de las decisiones a través de sus ministros.

b) Traslado de los temas regulatorios a la esfera política

Muchos agentes han decidido acudir a las esferas políticas (Congreso de la República y Presidente de la República) para forzar a la CREG a revisar algunas decisiones. Se pueden citar las presiones de la Comisión Quinta del Senado en relación al cargo por capacidad o su pretensión de establecer directamente el cargo por firmeza y confiabilidad del SIN.

7.5 Mercado Eléctrico chileno

Los conflictos en el mercado eléctrico chileno se basan en las diferentes interpretaciones de los agentes a la legislación vigente y en la falta de claridad por parte de los organismos encargados de resolver los problemas generados por este motivo.

Las principales fuentes de conflicto en el mercado eléctrico chileno se resumen en la Tabla 7.2 que se presenta a continuación:

Tabla 7.2: Principales conflictos Chile

Organismos en conflicto	Motivo	Apelaciones
Empresas versus CNE	Fijación precios de nudo.	Observaciones de las empresas al “Informe Técnico Definitivo” de la CNE.
Empresas versus Ministerio Economía	Resoluciones del Ministro de Economía, previo informe CNE, a las controversias dentro del CDEC	Apelaciones de las empresas a las resoluciones
Generadoras versus Transmisoras	Juicio arbitral cuando no se alcanza acuerdo en la fijación de los peajes.	
Comisión Antimonopolio versus empresas	Denuncias ante la Comisión Antimonopolio por posibles conductas que atenten contra la libre competencia.	
Generadoras Versus Generadoras	Programa de Operación Diario en Dirección de Operaciones CDEC.	Directorio CDEC y Ministro de Economía

A continuación se detallan los principales conflictos en el mercado eléctrico chileno:

a) Empresas Generadoras versus Comisión Nacional de Energía

Las principales fuentes de conflicto entre las empresas generadoras y la CNE tienen su origen en las fijaciones tarifarias que realiza esta última, en especial en la determinación de los precios de Nudo que se realiza los meses de abril y octubre de cada año.

La CNE entrega un informe preliminar con los parámetros y resultados obtenidos para fijar el precio de nudo del siguiente periodo, al cual las empresas realizan sus observaciones. Las principales observaciones realizadas típicamente por las empresas en cada fijación semestral son las siguientes:

- Previsión de consumos
- Precio de combustibles utilizados por la CNE
- Cargos por energía reactiva
- Cálculo del precio base de la potencia realizado por la CNE
- Plan de Obras
- Determinación del precio medio libre

En la respuesta de la CNE la mayoría de estos planteamientos fueron rechazados, principalmente por contar la CNE con estudios independientes al respecto y no coincidir con las apreciaciones de las empresas.

En algunas ocasiones han existido apelaciones a estas fijaciones de precio por medio de los tribunales de justicia, al considerar las empresas que han sido perjudicadas por las tarifas decretadas por la CNE.

b) Empresas Generadoras versus Ministerio de Economía

El Ministerio de Economía es el encargado de dirimir las controversias y desacuerdos que se susciten al interior del CDEC, previo informe de la CNE. Sus decisiones pueden ser apeladas a los tribunales de justicia, donde las empresas defienden sus intereses frente a las decisiones adoptadas por el Ministerio, entrando en conflicto con este. En el siguiente capítulo se analiza la intervención del Ministro en el CDEC.

c) Empresas Generadoras versus Comisión Antimonopolio

La Comisión Antimonopolio es la encargada de velar por que las reglas del libre mercado sean respetadas, recibiendo denuncias de particulares o el Estado respecto de empresas u organismos que atenten contra la libre competencia.

Las intervenciones de este organismo en el ámbito de generación eléctrica, se han centrado en dos casos principales: un proceso contra la integración vertical de la principal empresa de generación y uno referente al CDEC presentado por una empresa de generación no integrante de este.

Los principales casos que ha visto la Comisión Antimonopolio que afectan al mercado eléctrico chileno, se detallan en el Anexo C.

d) Empresas Generadoras versus Empresas de Transmisión

En los procedimientos estipulados en la Ley Eléctrica Chilena para el cálculo de la remuneración del sistema de transmisión existen, según [Agui94], “conceptos ambiguos de difícil interpretación”, lo que provoca una serie de conflictos entre las empresas generadoras y las de transmisión para el cálculo de los peajes básico y adicional. La ley entrega la facultad a las empresas transmisoras para calcular el valor del peaje y los parámetros utilizados. Si el usuario no está conforme con este cálculo puede recurrir a una instancia de arbitraje.

Esta instancia de arbitraje ha sido utilizada en varias ocasiones.

7.5.1 Conflictos en el CDEC

A continuación se presenta una descripción de los principales conflictos que ocurren al interior del CDEC. Estos se refieren básicamente a las controversias que se originan al interior del organismo despachador y operador del sistema, el cual se encuentra integrado por las principales empresas de generación.

Como se vio anteriormente, el Pool chileno, está conformado por las principales empresas generadoras y realiza actividades de despacho y operación del sistema. Sus principales focos de conflicto se basan en los vacíos de la legislación, su interpretación, el sistema de votaciones al interior del Pool y la falta de mecanismos claros para solucionar los conflictos que se suscitan. En [Rudn98] se reconocen los siguientes desacuerdos al interior del CDEC: determinación del precio spot, pagos por capacidad, definición de modelos de despacho, definición de modelos de transmisión y en las estrategias de operación referentes a la seguridad del sistema. En general, en cada materia que afecte el precio spot y los ingresos de las compañías en particular.

A continuación se detallan algunas fuentes de conflictos al interior del CDEC:

a) Sistema de Votación

El sistema de toma de decisiones al interior del CDEC se encuentra basado en votaciones por unanimidad de los integrantes de este. En caso de no alcanzar acuerdo, se debe recurrir al Ministro de Economía, para que previo informe de la CNE dirima la controversia. La diferencia de intereses tanto comerciales, así como de tecnologías (hidráulicos y térmicos) entre las empresas integrantes, produce que exista cierta contraposición, que en condiciones óptimas permitiría un equilibrio de poder que llevaría al funcionamiento seguro y eficiente del sistema. Cuando las condiciones son extremas: condiciones de sequía, proximidad a un racionamiento, etc. las empresas al verse expuestas a pérdidas considerables unas y otras a ganancias, tratan de imponer sus condiciones en este Pool, lo que genera conflictos al

tener cada integrante el poder de veto sobre las decisiones que se tomen al interior de este.

En [Rudn98] se indica que las soluciones que se logran por votación unánime de los miembros están cada vez más constituyendo la excepción.

A esto ayudan los vacíos legales y la ambigüedad de la ley, lo que permite a las empresas utilizar una serie de resquicios legales para mejorar su poder de negociación.

b) Programación de corto plazo

La programación de corto plazo del sistema (semanal), se realiza en forma rotativa entre las empresas integrantes, en base a los resultados obtenidos de los modelos de operación (Omsic, Gol, etc.). Esta etapa se realiza en base a planillas de cálculo y los resultados son revisados por todas las empresas integrantes. No existe actualmente un modelo aceptado por todos los integrantes del CDEC que permita realizar la operación semanal del sistema. Existen varios modelos presentados, pero no han logrado ser validados en el CDEC.

Además la falta de medios propios de parte del CDEC obliga a que las propias empresas en turnos, deban programar la operación semanal del sistema, lo que crea conflictos entre las mismas. El gerente de Gener Juan Antonio Guzmán, la segunda empresa generadora, reconoce en [Merc98a] la existencia de descoordinaciones al interior del CDEC en esta etapa. La autoridad ha debido intervenir en hechos recientes (bajo condiciones de extrema sequía) para actuar como mediador al interior del CDEC.

Según el Gerente de Eléctrica Santiago, Hector Rojas en [Merc98b] las dificultades actuales en el CDEC-SIC se basan en que "las empresas, muchas veces, no quieren ceñirse a la programación establecida".

c) Cálculo de Potencia Firme

Los cálculos de potencia firme no se reliquidan desde el año 96, sólo se trabaja con valores provisionales. Esta indefinición de los valores, tanto en el SIC como en el SIC se basa en las diferentes interpretaciones de las empresas integrantes de los CDEC de la definición de la potencia firme de las unidades. La resolución de este aspecto implica pagos entre las empresas, muchas de las cuales bloquean las decisiones en el CDEC (por ser unánimes las decisiones), con el objetivo de posponer los pagos. A esto contribuye la ambigüedad de la ley eléctrica chilena.

Este ha sido un problema endémico y se encuentra aún en litigio, habiendo resoluciones al respecto por parte del Ministro de Economía.

d) Definición de precios de Transferencia de Energía

La definición del costo marginal del sistema, que define los intercambios monetarios entre las agentes excedentarios y deficitarios, genera controversias entre las empresas integrantes de los CDEC. La posibilidad de bloquear precios que se presenten como perjudiciales para una empresa tiene aparejados incentivos perversos, para postergar los pagos y tratar de obtener un menor valor. Esta situación se agudiza en periodos secos, donde los precios suben y las transferencias de energía entre las empresas aumentan de valor.

La demora en los pagos es común entre las entidades, lo que genera graves problemas a las compañías involucradas.

7.5.2 Solución de Divergencias

Las decisiones en el directorio del CDEC, deben ser tomadas en forma unánime por sus integrantes. Cuando “Se produjeren divergencias o conflictos con motivo de la aplicación del “Reglamento de Coordinación de la Operación Interconectada” (Decreto N° 6/85) o materias del reglamento interno”²⁵, se produce lo que se denomina una divergencia, la cual debe ser resuelta por el Ministro de Economía, previo informe de la CNE.

El frecuente surgimiento de divergencias al interior del CDEC es uno de los obstáculos más grandes que se presentan para cumplir su función de manera satisfactoria.

El Ministro de Economía dispone de 120 días para decidir acerca de las divergencias que le presenta el directorio del CDEC, lo que es considerado por los agentes como un tiempo demasiado largo. Además las empresas pueden presentar recursos de reposición o reclamación con lo cual muchas veces consiguen entorpecer las resoluciones del Ministro.

En la Figura 7.1 se aprecian el conducto de tramitación de una divergencia:

²⁵ Decreto N°6/85, Artículo 8

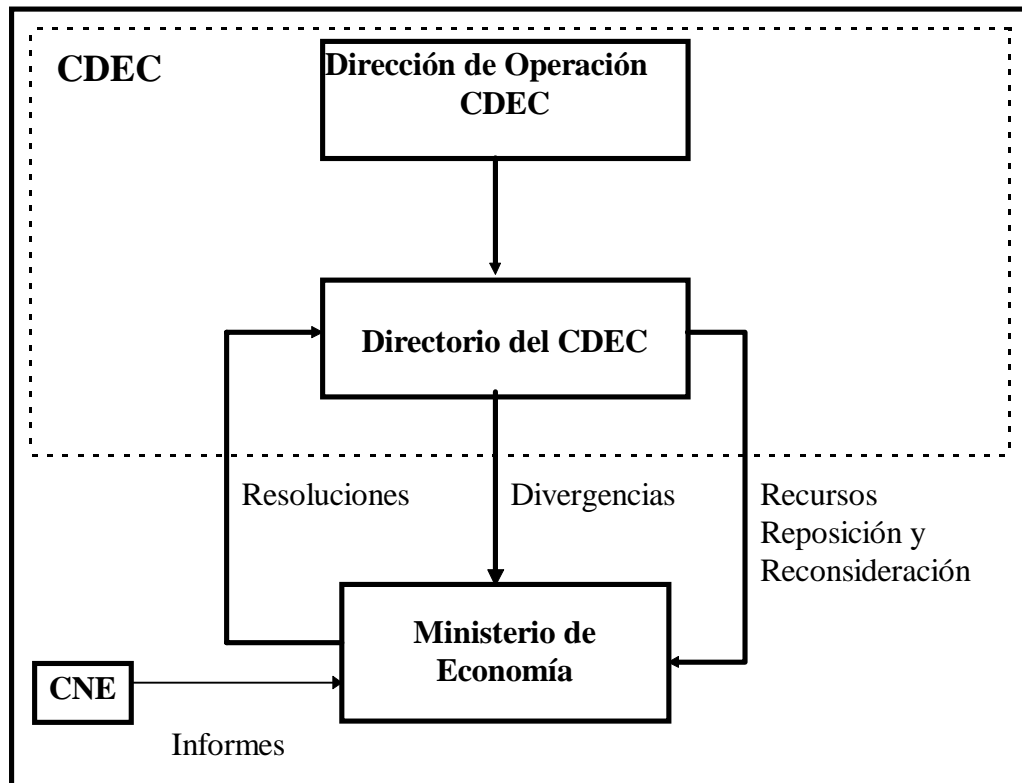


Figura 7.1: Sistema de Resolución de Conflictos Chile

Las resoluciones del Ministro, pueden ser sometidas a recursos de reposición o reconsideración ante el propio Ministerio, como se aprecia en el cuadro.

En la Tabla 7.3 se aprecia el número de divergencias al interior del CDEC-SIC y el CDEC-SING desde su creación hasta el año 1997. En ellas se puede apreciar un considerable aumento de las mismas:

Tabla 7.3: Número de divergencias SING y SIC.

Año	CDEC-SING	CDEC-SIC	Total	%
1986	0	1	1	2.04 %
1987	0	0	0	0.00 %
1988	0	0	0	0.00 %
1989	0	0	0	0.00 %
1990	0	0	0	0.00 %
1991	0	2	2	4.08 %
1992	0	1	1	2.04 %
1993	0	0	0	0.00 %
1994	0	7	7	14.29 %
1995	2	5	7	14.29 %
1996	2	8	10	20.41 %
1997	6	15	21	42.86 %
Totales	10	39	49	100.00 %

En la Figura 7.2 se puede apreciar como las divergencias han ido aumentando en los últimos años.

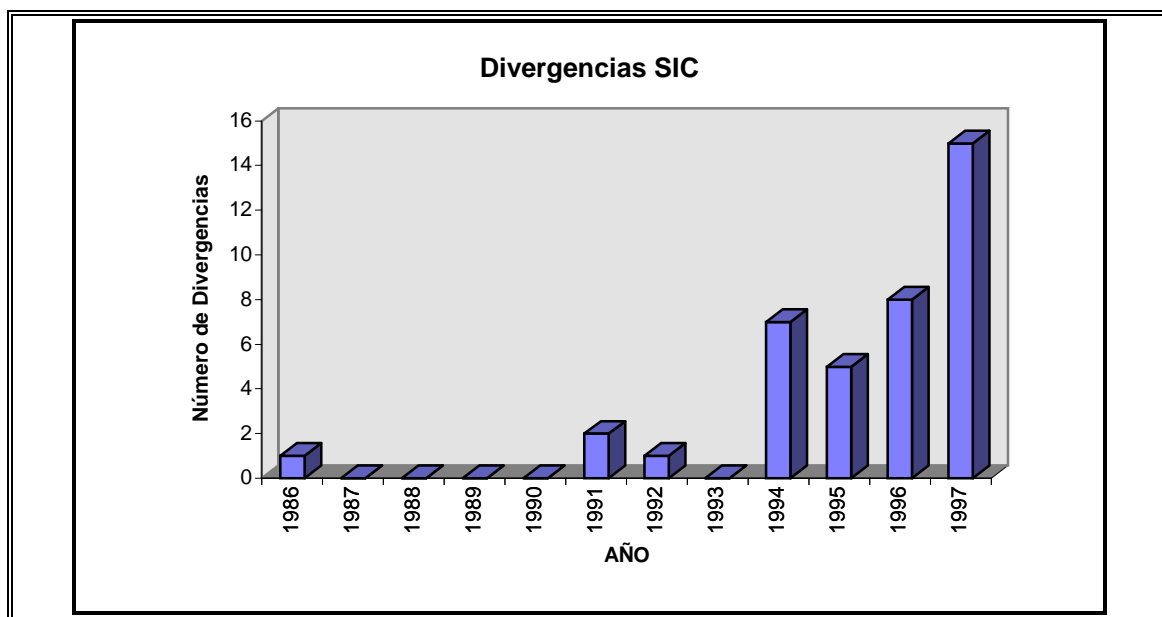


Figura 7.2: Gráfico de divergencias en el CDEC-SIC

Entre los años 1986 y 1990, el número de divergencias es muy bajo o nulo, debido a que las empresas integrantes del CDEC (Endesa y Chilgener) eran de propiedad estatal, por lo que por lo general los conflictos eran solucionados por otros medios sin recurrir formalmente al Ministro de Economía.

El alto número de divergencias ocurridas en el año 97, es tratado de explicar por las empresas como consecuencia de la condición de sequía extrema que enfrentó el país en ese período, lo cual explica, a juicio del autor, sólo una parte de las situaciones conflictivas.

Como se aprecia en la Tabla, en el año 1991, con 3 actores en el CDEC y con una situación de sequía similar a la del 97, se produjeron tan solo 2 divergencias, mientras que en el 97 con 7 actores se produjeron 15 divergencias, con lo cual el aumento de las divergencias sería consecuencia del modelo de gobierno en uso, el cual al tener que someter las decisiones a un número mayor de actores provoca problemas de gestión.

Las divergencias tratan los siguientes temas: cálculo de potencia firme, balance de energía firme, contratos entre generadores, cálculos de costos marginales, suministro a empresas distribuidoras, costo de descarga de carbón, errores en el modelo, valorización de potencia firme, reliquidación de transferencia de energía, procedimientos para realizar balance de inyecciones y retiros, procedimiento de actualización de los factores de penalización, restricciones de operación de la Central Pehuenche, forma de incorporar turbinas a gas (Diego de Almagro) en la programación y de valorizar sus transferencias, validez de sesión extraordinaria, programas semanales de operación, limitación de líneas de transmisión (Polpaico-San Isidro), etc.

7.5.3 Problemas del Método de Resolución de Conflictos en el CDEC

El proceso de resolución de conflictos al interior del CDEC es lento y poco funcional. Este presenta los siguientes problemas:

a) Definición de la Divergencia

La definición de las materias a presentar para análisis del Ministro, cuando existe un desacuerdo al interior del organismo, ya es en sí un problema para el CDEC.

Este problema se presenta en el CDEC cuando existe desacuerdo entre los actores con respecto al conflicto suscitado, si este corresponde a una divergencia o no, y por lo tanto si cabe dentro de la competencia del Ministro.

b) Tiempo de respuesta del Ministro

La ley estipula que el Ministro dispone de 120 días para resolver acerca de las divergencias que le fueron consultadas, plazo excesivamente largo, que frena el funcionamiento del CDEC y produce resoluciones, que por su tardanza, quedan generalmente obsoletas.

c) Presentación por parte de las empresas de recursos de reposición y reclamación.

Una vez que el Ministro ha entregado su resolución, las empresas pueden interponer recursos de reposición frente al ministro si es que consideran que la divergencia sobre la cual fue consultado no cabría dentro de su competencia. También pueden presentar recursos de reclamación si consideran que lo resuelto por el Ministro no se ajusta a derecho. Esto conlleva una dilatación excesiva de los procesos y entorpece la resolución de los conflictos.

En la Tabla 7.4 se puede apreciar el número de resoluciones ministeriales correspondientes a recursos de reclamación y reposición interpuestos por las empresas frente a resoluciones del Ministro.

Tabla 7.4: Resoluciones Ministeriales no consideradas nuevas divergencias

Materia	Número
Interpretaciones	4
Reconsideraciones	6
Reposiciones	3
Aclaraciones	1
Retiradas	3
Aplicación de la divergencia	1
Declaradas no divergencias	2
Ampliaciones de Plazo para la aplicación de Resolución	1
Incompetencia del Ministro de Economía	1
Anuladas	1
Total	23

Del total de 49 divergencias resumidas en la Tabla 7.3, ocurridas entre los años 1986 y 1997 tanto en el SIC como en el SING, existen 26 consultas al Ministro que pueden ser consideradas como divergencias originales, el resto, indicadas en la Tabla 7.4, son reconsideraciones e interpretaciones de resoluciones ya emitidas por el Ministro, lo cual indica un alto nivel de problemas al interior de ambos CDEC producto de las decisiones del Ministro. En general estos recursos logran aplazar y dilatar el cumplimiento de las resoluciones ministeriales haciendo más inoperante el sistema de resolución de conflictos en uso.

d) Problemas en la internalización por parte del CDEC de la resolución ministerial.

No existe claridad con respecto a la implementación de las soluciones resueltas por el Ministro, debido a que las empresas interpretan de diversa forma su contenido, lo que muchas veces desestima el espíritu de las mismas y las transforma en un problema adicional. Algunas veces se tienen interpretaciones distintas para las resoluciones entregadas por el Ministro, lo que origina aclaraciones de parte del Ministerio.

e) Recursos en Tribunales Ordinarios: Recurso de Protección

Las empresas integrantes, al considerar que sus derechos constitucionales están siendo violados por las decisiones del Ministro, pueden apelar a la Corte de Apelaciones a través de un recurso de protección.

A la fecha se han apelado cinco resoluciones Ministeriales a los tribunales de Justicia. Estas resoluciones están resumidas en la Tabla 7.5.

Tabla 7.5: Resoluciones Ministeriales apeladas a los Tribunales de Justicia

Resolución	CDEC	Materia
N° 19/91	SIC	Contrato entre generadores
N° 19/91	SIC	Contrato entre generadores
N° 40/96	SIC	Reconocimiento Potencia Firme de un generador
N° 70/95, N° 22/96 y N° 81/96	SING	Reconocimiento Potencia Firme de centrales de partida lenta y su valorización.
N° 76/96	SING	Reconocimiento Potencia Firme de centrales de partida lenta y su valorización.
N° 128/97	SIC	Valorización Costo Marginal, Sequía 1997

Esto recursos, enfrasan al Ministro en contiendas legales que originalmente corresponden a problemas entre privados, pero que debido a la estructura del sistema de resolución de conflictos, terminan por hacer parte al regulador, quien actúa para estos casos, según el espíritu de la ley solo como arbitro.

Esto además genera una carga de trabajo adicional, para los limitados recursos humanos y técnicos con que cuenta el Ministerio de Economía.

Si bien es cierto, estos recursos ante la justicia, no son de un número considerable representan el 12,2% del total de recursos presentados ante el Ministro (incluyendo reposiciones y aclaraciones), el cual aumenta al considerar sólo las divergencias originales.

Las empresas han recurrido a los Tribunales de Justicia en varias ocasiones para obligar a otras empresas generadoras a cumplir las resoluciones emitidas por el Ministro de Economía.

f) Falta de Información de la Autoridad de lo que ocurre al interior del CDEC

Al no ser un agente integrante del CDEC, el regulador (en este caso el Ministerio de Economía), no tiene cabal conocimiento de las dinámicas que en su interior se desarrollan. Esto se traduce en intervenciones desinformadas del Ministro.

La propia CNE no tiene acceso a las reuniones del CDEC, lo que disminuye la calidad de la información respecto de las materias propias del despacho y operación del sistema y del grado de conflicto existente al interior de este organismo.

g) Abuso del Poder de Veto

La unanimidad de las votaciones dentro del CDEC, entrega en la práctica un poder de veto a cada uno de los integrantes, el cual puede ser usado como medida de presión, que busquen otros objetivos y no los objetivos para el que fue diseñado.

La obligación de justificar la presentación de una divergencia, no es suficiente barrera para evitar el uso de este mecanismo como un recurso de fuerza en negociaciones de otra naturaleza entre las empresas.

La no existencia de sanciones o multas frente a divergencias presentadas sin razones justificadas, no impide que se abuse de este derecho. Además no existe claridad en la forma ni en los plazos de aplicación de las resoluciones del Ministro.

VIII. CONCLUSIONES Y PROPOSICIONES MEJORAMIENTO CDEC-CHILE

Las especiales características del suministro de energía eléctrica hace necesario la presencia de organismos de coordinación e instituciones de regulación que permitan un adecuado nivel de suministro y calidad de servicio y que aprovechen las ventajas existentes en la operación coordinada de los sistemas eléctricos.

Los grandes desafíos a los que se encuentra enfrentado el mercado eléctrico chileno como son la futura interconexión entre el SING y el SIC, la llegada del gas natural, el aumento de la capacidad instalada, el aumento de la competencia y las futuras interconexiones internacionales hacen necesario contar con un OED con infraestructura y personal adecuados, autónomo y que garantice el trato igualitario entre los agentes.

La entrega de activos de Endesa a Transelec y la licitación abierta de los suministros de las compañías distribuidoras, en cumplimiento a las disposiciones de una resolución de la Comisión Antimonopolio (ver Anexo C), han dado un primer e importante paso en la mejora de la transparencia y competitividad del mercado eléctrico chileno. La promulgación del nuevo Reglamento de Calidad de Servicio por parte del Gobierno, no exenta de conflictos, generará nuevas exigencias que repercutirán en el mercado eléctrico chileno.

Frente a estos desafíos y mejoras en la competitividad del mercado eléctrico nacional, el actual nivel de conflictos al interior del CDEC se presenta como una potencial barrera que debe ser levantada con participación de todos los agentes del mercado. El éxito del sistema argentino, puede en algunos casos, indicar el camino a seguir en las futuras mejoras al mercado eléctrico chileno.

La privatización y la introducción de competencia a nivel de generación han permitido mejorar notablemente el suministro en los respectivos países. Las

instituciones de regulación y coordinación presentan defectos, pero en los tres países se ha logrado cumplir, en líneas generales, con los objetivos planteados al diseñar los marcos regulatorios de los nuevos mercados.

El sistema chileno fue pionero en la desregulación, pero actualmente la estructura que sostiene el mercado no está en condiciones de enfrentar los nuevos desafíos. Se deben realizar modificaciones urgentes si no se desea que los actuales niveles de conflicto al interior del CDEC afecten la calidad y continuidad del servicio. El nivel de los actuales y futuros desafíos requiere el desarrollo de un organismo independiente encargado de la operación y despacho del sistema que garantice el acceso a la información y al mercado.

En el caso argentino, la existencia de un organismo independiente como CAMMESA, integrado por representantes de todas las clases de agentes del mercado, bien dotado de capital y profesionales, da garantías de que el manejo de las responsabilidades de coordinación serán las adecuadas. La intervención estatal se presenta como el principal peligro potencial al mercado eléctrico.

En el caso colombiano, la tutela del OED por el dueño de la transmisión troncal, bajo la supervisión del CNO, integrado mayoritariamente por generadores, se presenta como una solución interesante que ha dado buenos resultados en el manejo de la gobernabilidad del mercado eléctrico colombiano.

En la Tabla 8.1 se presenta un resumen del cumplimiento de los principales objetivos de eficiencia de la gobernabilidad enunciados por el Banco Mundial:

Tabla 8.1 Objetivos Banco Mundial

	Argentina	Chile	Colombia
No Control del OED por una Clase de Agentes	Si	No, Controlada por generadores	No, Operado por la Empresa de Transmisión bajo el control de los generadores.
Mercado Transparente y no discriminatorio	Si	No, Falta de información a otros estamentos del mercado	Participación del gobierno en la propiedad de las distribuidoras no garantiza la transparencia.
El sistema de Transmisión Alcanza niveles de confiabilidad esperados	Si	Si	Si
El proceso de toma de decisiones es transparente	Si	No	Propiedad del gobierno en el OED no garantiza la transparencia.
Cambio de Reglas en el Pool	Rápido con participación de todos los involucrados	Lento	Rápido con participación estatal.
Costo de la Gobernabilidad	Bajo	Alto	Medio

A continuación se presentan algunas conclusiones y recomendaciones de mejoras para el mercado eléctrico chileno, obtenidas a la luz de los parámetros del Banco Mundial y la FERC entregados en el capítulo introductorio del presente trabajo.

8.1 Control del Organismo Encargado del Despacho (OED)

El que el pool y el operador del sistema no estén controlados por un agente o clases de agentes es la primera característica que define el Banco Mundial en [Barker97] para evaluar la efectividad de un sistema de gobernabilidad.

El aumento del número y diversidad de las clases de agentes presentes en el consejo directivo de un organismo independiente encargado de la operación y el despacho del sistema es fundamental para lograr la independencia, validación y cumplimiento de las decisiones que se toman y que afectan al conjunto de agentes y no sólo a los generadores. La participación de las diferentes clases de agentes según [Barker97] asegura la participación directa de quienes mejor pueden evaluar las consecuencias físicas y operativas de los procedimientos y reglas operativas, financieras y de red.

Además el aumento en la diversidad de los agentes hace más transparente al sistema, en especial en lo que se refiere al manejo de información. Al tener todos los agentes acceso a la información, por medio de la participación de sus representantes en el directorio del OED se logra una efectiva distribución de la información entre los actuales y potenciales agentes del mercado.

El medio utilizado en Argentina y en otras muchas partes del mundo para alcanzar la independencia consiste en un OED gobernado por un directorio compuesto por diferentes clases de agentes. Según [Barker97] un directorio compuesto por varias clases puede o no ser independiente. No es independiente si un agente o clase de agentes tiene el poder de votación para bloquear acciones que todo el resto respalda. Este sería el caso de CAMMESA, donde el gobierno tiene el derecho a veto²⁶.

²⁶ Debemos indicar que el derecho a veto ha sido utilizado sólo 2 veces en los 5 años de funcionamiento del pool y que las decisiones la mayoría de las veces son tomadas por consenso entre los directores.

En el caso chileno, no se estaría cumpliendo esta premisa, al estar el CDEC bajo la tutela exclusiva de los generadores, donde la contraposición de intereses entre estos no sería suficiente para una operación independiente del OED chileno, donde existe el riesgo de que los intereses comerciales particulares de cada generador intervengan en las tareas del OED.

En [Cald96] se define independiente, en el ámbito de los ISO, de la siguiente manera:

"El operador del sistema y sus principales empleados no deben tener ningún interés financiero en la generación o distribución de electricidad, servicios o equipamientos usados para proveer estos servicios u otros relacionados. Estos no deben tener ningún interés en compañías que consuman un monto importante de energía eléctrica en la región o tengan un interés económico en el mercado eléctrico."

En base a estos antecedentes se propone para el mercado eléctrico chileno lo siguiente:

a) Integración de Nuevas Clases de Agentes al CDEC

La integración de transmisores, distribuidores y grandes usuarios al Directorio del CDEC, permitiría por un lado, hacer más independiente al OED al integrar nuevas clases de agentes que contribuyen con intereses diferentes a los del resto, permitiendo una real contraposición de intereses que logre decisiones más independientes de intereses particulares al interior del OED. Por otra parte contribuirá decididamente a la transparencia del mercado, al tener una parte importante de los agentes la información de primera fuente y participación en las decisiones del pool. Este tópico se analiza con más detalle en la siguiente sección.

8.2 Transparencia del Mercado

La información referente al mercado eléctrico chileno, es bastante menor a la existente en otros países donde el OED es administrado por diferentes clases de agentes. Esta falta de información, atenta contra la transparencia del sistema.

En Argentina y Colombia, los precios de la bolsa de energía son públicos y, son dados a conocer al público general, por distintos medios (diarios, internet, etc.). En Chile, cada CDEC edita anualmente un informe estadístico con los principales datos de la operación de los últimos 10 años.

La actual exclusividad sobre la información del mercado que tienen los generadores pertenecientes al CDEC, trae aparejado riesgos de cartelización del mercado de generación como se vio en el punto 5.4.1 del presente trabajo. La existencia de un organismo independiente, que haga pública la información del mercado puede contribuir a eliminar el riesgo de oligopolio en el mercado eléctrico chileno.

8.3 Niveles de Confiabilidad en el Sistema.

El nivel de confiabilidad de la red es otro de los indicadores utilizados en [Barker97] para evaluar el desempeño de un sistema de gobernabilidad.

En el caso chileno, debemos distinguir entre los dos sistemas interconectados en funcionamiento, los cuales presentan claras diferencias en los niveles de confiabilidad que alcanzan sus respectivas redes.

En el caso del SING, se han producido frecuentes pérdidas de suministro, que en el año 1996 llegaron a cinco [CDECSING97] y perturbaciones que ocasionaron la operación de relés de baja frecuencia.

Esto llevo a la creación de una asociación de grandes usuarios, principalmente mineros, para reunir las inquietudes a este respecto de los usuarios.

En el SIC, el nivel de confiabilidad del sistema es mayor, con dos pérdidas importantes de suministro el año 1997. Esta mayor confiabilidad se basa, en parte, en las características del sistema (eminentemente hidráulico). En ambos casos las empresas integrantes del CDEC-SIC fueron multadas por la SEC [EIDiario97].

En Chile la responsabilidad respecto a los niveles de confiabilidad de la red no se encuentran claramente definidos, a diferencia de Argentina, donde existen penalidades claras para los agentes que no cumplan con las normas al respecto. Además las multas en Chile representan para las empresas de generación montos menores que no dan las señales adecuadas respecto de la confiabilidad requerida en el sistema.

Los derechos de compensación que tienen los usuarios en caso de corte de suministro, son inoperantes en la práctica.

8.4 Transparencia del Proceso de Toma de Decisiones

El proceso de toma de decisiones en un mercado competitivo, en general, debe ser llevada a cabo por los propios agentes del mercado. Dadas las características de un modelo de despacho centralizado, muchas decisiones referentes a la operación del sistema deben ser tomadas por un organismo independiente en función de las ofertas de los participantes y las restricciones del sistema. Entre las decisiones que deben ser tomadas, destacamos las siguientes: nivel de seguridad (reservas rodante o en frío), utilización y nivel de seguridad del sistema de transmisión, políticas de emergencia y racionamiento, etc.

La transparencia de este proceso es fundamental para el buen funcionamiento del mercado. La existencia de un organismo independiente de cualquier agente o clase de agentes del mercado, junto con procedimientos claros y auditados por un organismo responsable, otorga un adecuado nivel de transparencia a la toma de decisiones.

Bajo este prisma, el autor de este trabajo, recomienda varias acciones a desarrollar para mejorar la transparencia en el mercado eléctrico chileno.

a) Organismo Independiente

La creación de un organismo independiente, encargado de las tareas de despacho y operación del sistema, con recursos y capital propio, no relacionada con ningún agente del mercado es fundamental para aumentar la transparencia del mercado eléctrico chileno.

Dado el alto nivel de conflictos existente entre las empresas, es necesario independizarlas de las actividades del OED. Entre las tareas que debe realizar este organismo se encuentran: el despacho del sistema, el cálculo de los costos marginales, el cálculo de los montos de dinero a traspasar entre las empresas, etc.

El manejo transparente de los flujos monetarios entre las empresas es otro de las tareas que debe llevar a cabo este organismo independiente. La actual demora en los pagos, por parte de algunas empresas, se presenta como un elemento dañino al modelo imperante. Se deben clarificar los plazos y modalidades de pago, para evitar que estos se transformen en un elemento de presión entre las empresas. La capacidad de penalizar el no cumplimiento de los compromisos, es otra característica que debe cumplir este organismo.

b) Modificaciones al Sistema de Votación

El actual sistema de votación por unanimidad al interior del CDEC permite que cualquier agente bloquee las aspiraciones del resto, haciendo muy engorrosa la toma de decisiones. Este sistema debería ser modificado a uno de mayoría simple o 2/3 del total, manteniendo la unanimidad sólo para algunas decisiones, como los cambios que impliquen transformaciones mayores a la estructura vigente.

c) Cambio a un Sistema de Ofertas Libres

El actual sistema de despacho en Chile, en base a costos marginales, ha originado conflictos en la definición del costo marginal del sistema. Existen claras dificultades en auditar la declaración de costos por parte de las empresas y el regulador, lo que podría solucionarse modificando el actual sistema a uno de ofertas controladas. Este cambio permitiría eliminar una fuente importante de conflictos, tal como aconteció en el sistema argentino. Un peligro que presenta esto en Chile es que el control sobre el mercado debería ser mayor debido a la concentración de mercado que presenta. Se recomienda usar un sistema de ofertas restringidas, que pueda ir liberalizando al mercado por etapas y permita controlar el poder de mercado de las empresas.

8.5 Tiempo de Cambio de las reglas

El Banco Mundial en [barker97] indica que es necesario contar con un sistema de cambio de reglas al interior del pool. En algunos casos (Noruega y Alberta, Canadá) los cambios de las reglas al interior del pool no están sujetos al control del regulador. La eficiencia y rapidez con que se llevan a cabo estas modificaciones, en este caso, son las ventajas más obvias de no pasar por el Regulador. Esto es importante por la necesidad del OED de adaptarse con rapidez a los continuos cambios en el mercado. El peligro reside en que el cambio sin control regulatorio de las normas pueden dar pie al abuso monopólico por parte de un agente o clase de agentes si el sistema de votación tiene defectos. De todas formas si los cambios en la regulación son llevados a cabo sin pasar por el regulador, deben existir algunos resguardos para evitar abusos.

- **Resguardo 1:** Apelación de cualquier miembro del pool al regulador acerca de los cambios en las reglas.
- **Resguardo 2:** El regulador puede introducir cambios en las reglas del pool bajo iniciativa propia. Esto se puede efectuar bajo el fundamento de que los pool actúan bajo licencia que ha sido otorgada por el regulador y si las reglas se oponen a los objetivos de la licencia, estas reglas pueden ser modificadas por el regulador.²⁷

En el sistema eléctrico argentino, CAMMESA actúa como un eficiente generador de regulación. Los agentes presentes en el directorio de esta entidad diseñan los cambios necesarios a los “Procedimientos”, que contienen la reglamentación bajo la cual se rige el despacho y la operación del sistema, los que son propuestos a la SE. La participación de personeros de la Secretaría de Energía (SE) en el directorio de CAMMESA permite asegurar la aprobación del cambio en

²⁷ En [Barker97] se incluye un tercer resguardo referente a sistemas de administración de OED de dos filas, el cual por las características de los sistemas analizados no se incluye.

las normas que rigen al pool. Esto permite que el sistema argentino reaccione en forma eficaz frente a los cambios que afectan al mercado eléctrico, con información transparente a todos los involucrados a través de sus representantes en el Directorio.

8.6 Costo de la Gobernabilidad

El costo de la gobernabilidad debe ser minimizado por el pool. En el caso chileno, los costos de operación del pool son absorbidos por las propias empresas generadoras al utilizar activos y personal propio para las labores del OED. Esto podría llevar a pensar que esta es una solución eficiente al utilizar recursos técnicos especializados de las empresas para el buen desempeño de las funciones del pool a un costo menor si se hicieran por separado. Esto tiene parte de verdad y también, puede ser una fuente importante de conflictos. El uso de los recursos de las propias empresas genera conflictos que potencialmente podrían afectar la operación del sistema, al poner en duda la validez de los resultados obtenidos por estos medios, dada su falta de independencia.

Las frecuentes disputas entre las empresas, especialmente en el último tiempo, han obligado a recurrir frecuentemente al Ministerio de Economía y a los Tribunales de Justicia, generando una enorme utilización de recursos por parte de las empresas en defender sus posiciones, aumentando considerablemente el costo total de la gobernabilidad del sistema.

La existencia de un organismo independiente, reglas de votación eficientes y un adecuado método de resolución de conflictos permite minimizar los costos totales del OED.

a) Reforma del sistema de resolución de conflictos

El actual sistema de resolución de conflictos debe ser reestructurado. La recomendación sería establecer un arbitraje no forzoso en primera instancia, para tener como instancia final un arbitraje forzoso, que actúe solo en casos muy justificados.

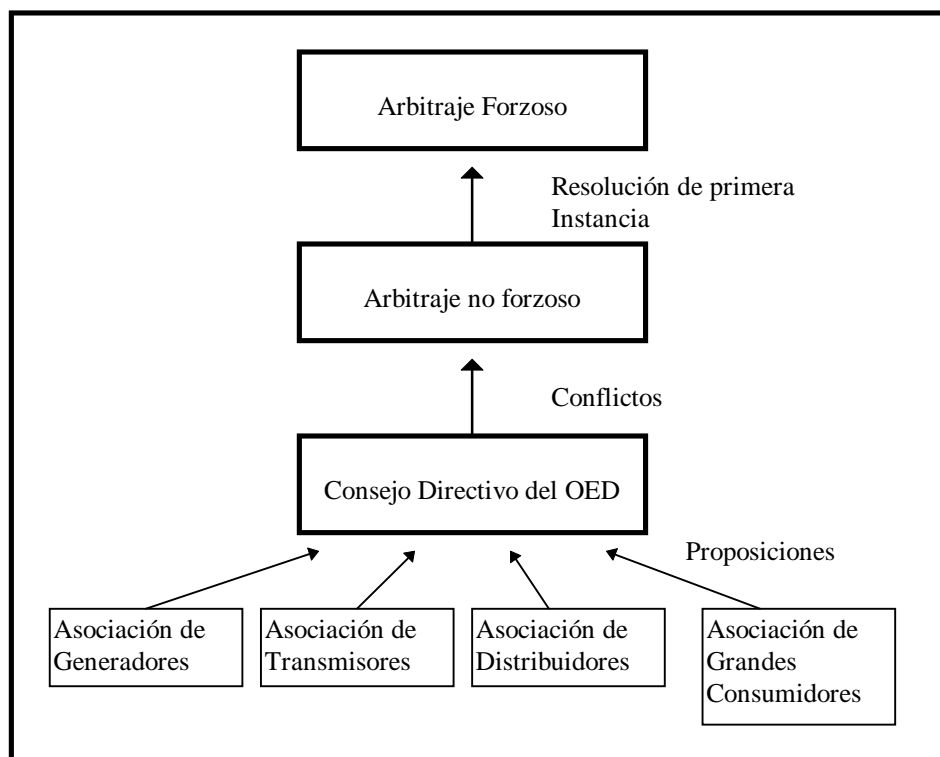


Figura 8.1: Esquema de Resolución de Conflictos

En la Figura 8.1 se sugiere una estructura para un posible sistema de resolución de conflictos para el sistema chileno. La conformación del Comité de Arbitraje no forzoso, debe ser consensuada entre todos los agentes del mercado, tener plazos definidos para la resolución de conflictos, acceso a la información respecto al conflicto, etc. Sus integrantes deben ser personas con competencia profesional en los temas tratados.

El arbitraje forzoso debe considerarse como la última etapa de resguardo del sistema de administración del OED. El organismo encargado de arbitrar en esta instancia debe tener la autoridad y capacidad para poner en vigor sus resoluciones y penalizar al que no las cumple con multas proporcionales a la gravedad de la falta. La alternativa es que el regulador se haga cargo de esta etapa, con el peligro que aspiraciones políticas contaminen el proceso de toma de decisiones al interior del OED.

8.7 Mecanismos de Regulación y Control del Mercado Adecuados

La necesidad de mecanismos de regulación adecuados para el mercado eléctrico son fundamentales para permitir un desempeño eficiente del mercado eléctrico. Dada las características de continuo cambio tecnológico a la que se encuentra sometida la industria eléctrica, se debe contar con un regulación abierta que permita la adecuación de las normas legales que rigen el sector.

En Argentina, CAMMESA actúa como un eficiente generador de regulación, reuniendo a todos los agentes del mercado en una mejora constante del marco regulatorio que rige al sistema. En Colombia, las periódicas resoluciones de la CREG permiten ir adaptando la normativa a los continuos cambios de escenario. En Chile la falta de recursos de la CNE ha ido limitando su participación en el mercado eléctrico.

La necesidad de control sobre el mercado se presenta como un pilar fundamental para el buen desempeño del mercado, debiendo una entidad independiente o de Gobierno velar por el buen funcionamiento y competitividad del mercado.

En el mercado eléctrico chileno, la SEC encargada de la fiscalización del cumplimiento de las normas técnicas no cuenta con los recursos necesarios para desarrollar su labor. Las multas que este organismo ha aplicado a las empresas generadoras por cortes de suministro no dan una señal clara a las empresas, debido a su bajo monto. (la SEC se encuentra restringida por ley en la aplicación de estas multas).

A continuación se entrega una recomendación respecto a esta materia para el caso chileno.

a) Creación de una Entidad Reguladora Independiente

La reforma de las actuales entidades reguladoras en el sistema eléctrico chileno debe ser analizada con detenimiento. La falta de recursos, la poca capacidad para sancionar y el bajo monto de las sanciones atentan contra un buen desempeño de la actividad reguladora.

Financiamiento con cargo directo a las transacciones del mercado eléctrico, que permitan contar con los elementos necesarios para cumplir sus labores tanto a los organismos de regulación como de control, parece ser un elemento necesario para un mejor desarrollo del mercado.

El nombramiento de un cuerpo consultivo independiente que permita desligar del poder político la regulación del sector eléctrico, harían más eficientes las tareas de regulación y control del mercado.

El caso de Argentina, donde el ENRE actúa como una entidad de control de la competitividad del mercado, conformado por personal técnico capacitado y con recursos propios provenientes de la tasa de inspección, permiten contar con un regulador que reduzca las asimetrías de información. En el caso colombiano, la CREG cumple la función regulatoria de una manera similar al ENRE.

BIBLIOGRAFIA

- [Agui94] Aguirre, F. (1994) **El Sector Eléctrico en Chile**
- [Arri97] Arriagada, G. **La Judicialización de los Procesos Regulatorios**. Diario Estrategia 01/09/97
- [Bada97] Badaraco, Ernesto y Perrone, Daniel (1997) **Propuestas de Complemento al Marco Regulator del Sector Eléctrico argentino 1º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad**, abril 1997. Revista Mercado Eléctrico, Argentina.
- [Bake97] Baker, J. Tenenbaum, B. y Woolf F. (1997) **Governance and Regulation of Power Pools and System Operators, An international Comparison**. Banco Mundial.
- [Bast95] Bastos, C. Abdala M. (1995) **Transformación del Sector Eléctrico argentino**. Segunda edición.
- [Bern95] Bernstein, S. Agurto, R. **Logros y Desafíos Pendientes en la Desregulación del Sector Eléctrico chileno: Visión de Participantes en el Diseño del Sistema** Congreso sobre Desregulación de los Servicios de Electricidad y Telecomunicaciones
- [Bore98] Borenstein, S. Bushnell, J. y Knittel R. (1998) **Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures** University of California Energy Institute.
- [Bore97] Borenstein, S. Bushnell, J. (1997) **An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California Electricity Industry** University of California Energy Institute.

- [Cald96] Caldwell, James **Governance of the New England Wholesale Electricity Market** Harvard Electricity Policy Group, Marzo, 1996
- [Caro95] Caro, P. (1995) **The Transformation of the Generating Sector in Argentina** IEEE Forum, Diciembre 1995, Belo Horizonte Brasil
- [CDEC97] CDEC-SIC (1997) **Estadísticas de Operaciones Centro de Despacho Económico de Carga 1988-1997**. CDEC-SIC Chile.
- [CDEC90] CDEC-SIC (1990) **Reglamento interno**. CDEC-SIC Chile
- [Clarín97] Diario Clarín, Buenos Aires, 03 de Agosto de 1997, Antonio Rossi **Pulseada por el Peaje Eléctrico, Amenaza de Corte de Luz**.
- [CNE87] Comisión Nacional de Energía, Chile (1987) **Determinación de la Potencia Firme de las Centrales en el CDEC**. CNE
- [CNE96] Comisión Nacional de Energía, Chile (1996) **El Sector Eléctrico en Chile**. CNE
- [CNE98] Comisión Nacional de Energía, Chile (1998) **Informe Técnico Definitivo, Cálculo de Precios de nudo en el SIC**.
- [Corn97] Cornejo, Pedro (1997) **Divergencias CDEC-SIC y CDEC-SING**, Ministerio de Economía.
- [DeBo92] De Bono, E. **Conflictos**
- [Ende97] ENDESA **Memoria Anual 1997**
- [Einh94] Einhorn, M. Editor (1993) **From Regulation to Competition: New Frontiers in Electricity Markets**. Kluwer Academic Publishers

- [Gene97] Empresa Eléctrica Gener (1997) **Memoria Anual 1997**
- [Gilb93] Editores Gilbert, Richard y Kahn, Edward.(1993) **International Comparisons of Electricity Regulation.**
- [Gree98] Green, R. McDaniel T. (1998) **Competition in Electricity Supply: will “1998” be worth it?** Departament of Aplied Economics, University of Cambridge.
- [Hoga96] Hogan, W. Cullen, C. Schmidt, J. **Governance Structures for an Independent System Operator (ISO).** Harvard Electricity Policy Group.
- [Hoga98] Hogan, W. (junio, 1998) **Independent System Operator(ISO) For a Competitive Electricity Market** Center of Business and Government Harvard University
- [Merc98a] El Mercurio, Domingo 2 de Agosto de 1998 **Problemas con la Generación Eléctrica ¿Y todo a media luz?** Economía y negocios, Enfoques.
- [Merc98b] El Mercurio, Sábado 18 de Julio de 1998 **Agosto mes Crítico en el abastecimiento Eléctrico.** Economía y negocios.
- [Mora97] Morandé, F. Editor (1997) **La Industria Eléctrica en Chile Aspectos Económicos**
- [Ocho98] Ochoa, Francisco (Abril de 1998) **Análisis de la Regulación de la Industria Eléctrica** República de Colombia, Banco Interamericano de Desarrollo.
- [Pech93] Pechman, C. (1993) **Regulating Power: The Economics of Electricity in the information Age.** Kluwer Academic Publishers (Bibliografía)

- [Pere96] Perez Arriaga, I. y Meseguer, C. (1993) **Mercados Competitivos de Generación: Formación de Precios y Garantía de Suministro**. Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, España
- [Pere97] Perez Arriaga, I. (1997) **The Competitive Electricity Market Under The New Spanish Act**.
- [Repu98] La República, Colombia **Abren Seis Investigaciones por Especulación en Bolsa Eléctrica**. 18 Febrero 1998. Recortes de prensa www.isa.com.co
- [Rudn96a] Rudnick, H. (1996) **Pioneering Electricity Reform in South America**. IEEE Spectrum Agosto 1996.
- [Rudn96b] Rudnick, H. Varela, R. Hogan, W. (1996) **Evaluation of Alternatives for Power System Coordination and Pooling in a Competitive Environment** IEEE Trans. Power System
- [Rudn97] Rudnick, H. (1997) **Apuntes Curso Mercados Eléctricos Departamento de Ingeniería Eléctrica**, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [Rudn98] Rudnick, H. (1998) **The Electric Market Restructuring in South America: Successes and Failures on Market Design** Harvard Electricity Policy Group, Plenary Session January, 29-30, 1998 San Diego California.
- [Ruff97] Ruff, L. (1997) **Governing and Controlling the ISO: Who and What can Kill the Beast?** Harvard Electricity Policy Group.

- [Silv96] Silva, Ernesto Endesa Chile (1996) **Recursos Hídricos- Las perspectivas del sector Energético chileno- Hidroelectricidad y Termoelectricidad.** Revista Mercado Eléctrico, Argentina.
- [Trai91] Train, K. **Optimal Regulation The Economic Theory of Natural Monopoly** The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, London, England.
- [Turg98] Turgoose, Bob **Recent Development Worldwide in Power Exchanges** Power Economics, Volume 2 issue 6, Agosto 1998
- [Week95] Weeks D. **Ocho Pasos para Resolver Conflictos**
- [Ziad97] Ziad A. Allen, J. **California Electric Restructuring; A Broad Description of the Development of The California ISO** California ISO, Folsom, California. IEEE

A N E X O S

ANEXO A : CIFRAS MERCADOS ELÉCTRICOS

1. Mercado Eléctrico chileno

El siguiente análisis corresponde al Sistema Interconectado Central (SIC), principal sistema chileno. La participación de las empresas en la energía generada es la que se indica en la Tabla A.1

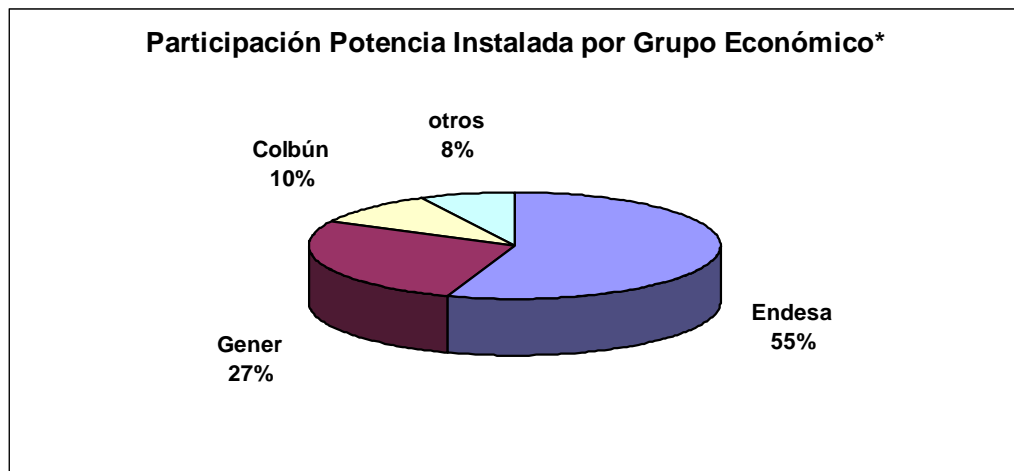
Tabla A.1: Participación Empresas Chile MW Instalados.

Empresas	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Endesa	1928,3	1928,3	1855,4	1831,7	1831,7	1831,7	1831,7
Chilgener	756,4	756,4	756,4	756,4	756,4	756,4	756,4
Colbún	490	490	490	490	490	527	527
Pehuenche	500	500	585	585	585	585	623
Guacolda	0	0	0	0	150	304	304
Arauco Generación	0	0	0	0	0	130	121,3
Pangue	0	0	0	0	0	450	450
Otros	149,9	149,9	196,6	223,8	264	267,9	267,9
Autoproductor es	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Eléctrica Santiago	0	0	0	0	0	0	379
Total	3831,1	3831,1	3889,9	3893,4	4083,6	4858,5	5266,8

La potencia total instalada en el sistema chileno a Diciembre de 1997 es de 5266 MW, con un componente hidráulico de 70% y térmico de 30%, aproximadamente. La energía generada en 1997 alcanzó los 23959 GWh.

En la Figura A.2 se aprecia la participación en la potencia instalada por grupo económico.

Figura A.2: Participación Potencia Instalada por grupo Económico



*Endesa incluye a sus filiales Pehuenche (92%), Panguel (92%) Gener incluye a Guacolda (50%), ESA (51%)

Mercado Eléctrico argentino

La participación de mercado de las empresas de generación en el mercado eléctrico argentino es muy baja como se aprecia en la Tabla A.1.

Tabla A.2: Potencia Instalada por Empresa Argentina

Empresa	MW	%
Yacyretá	1710	9,39
Chocón	1410	7,75
H.P.D. Aguila	1400	7,69
C. Puerto	1354	7,44
C. Costanera	1131	6,21
N.A.S.A-CNE *	1005	5,52
H. Alicura	1000	5,49
CTMSG Arg.	945	5,19
R. Grande	750	4,12
S. Nicolás	650	3,57
Piedra Buena	620	3,41
H.C. Colorados	450	2,47
ESEBA Gen	448	2,46
Genelba	437	2,40
C. Mendoza	393	2,16
Hidisa	388	2,13
EPEC	387	2,13
CAPEX	358	1,97

C. Buenos Aires	322	1,77
Gecor	289	1,59
C. Tucumán	288	1,58
C.T. Noa	263	1,44
Guemes	261	1,43
Hinisa	217	1,19
Sorrento	212	1,16
otros	1514	8,32
total	18202	100,00

*Incluye las centrales nucleares Embalse y Atucha de propiedad estatal

Como se puede apreciar la participación de mercado de las empresas es menor de 10%.

La participación de mercado en términos de energía se detalla en la Tabla A.2.

Tabla A.3: Energía Generada por Empresa 1997 Argentina

Empresa	GWh	%
Yacyretá	10057	15,3
Central Puerto	5652	8,6
H. Piedra del Aguila	4816	7,3
CN Embalse (NASA) *	4725	7,2
CTM Salto Grande	4206	6,4
Central Costanera	3836	5,8

Central Piedrabuena	2847	4,3
CN Atucha (NASA) *	2720	4,1
CT Agua del Cajón	2480	3,8
CT San Nicolás	2467	3,8
H. Alicurá	2436	3,7
H. Chocón	2335	3,6
Pluspetrol Eneegy	1555	2,4
CT Guemes	1487	2,3
CT Buenos Aires	1379	2,1
H. Cerro Colorados	1370	2,1
Ave Fenix	1094	1,7
CT Mendoza	854	1,3
Generadora Córdoba	694	1,1
Otros	8722	13,3
Total	65732	100,0

*Las centrales Embalse y Atucha son centrales nucleares de propiedad estatal.

Participación Empresas Chilenas en Argentina

Endesa Chile tiene participación indirecta en Central Costanera (51,3%), Central Termoeléctrica Buenos Aires (52,9%) e Hidroeléctrica el Chocón (43,02%)²⁸. Gener tiene participación en la propiedad en las Empresas Central Puerto (30,7%) y Central Piedra del Aguila (15,7%)²⁹.

Tabla A.4: Participación Potencia Instalada Colombia

Empresa	MW	%
Emgesa	2482	21,7%
Eepmm	1739	15,2%
ISAGEN	1663	14,5%
Chivor	1000	8,7%
Tebsa	865	7,6%
EPSA	770	6,7%
CORELCA	685	6,0%
C.H. Betania	540	4,7%
CHEC	283	2,5%
Flores	256	2,2%
ESSA	193	1,7%
CENS	182	1,6%

²⁸ Memoria 1997 Endesa

²⁹ Memoria 1997 Gener

EBSA	182	1,6%
Chidral	116	1,0%
Proeléctrica	90	0,8%
Ecopetrol	83	0,7%
Electribol	70	0,6%
Electrolima	67	0,6%
Electranta	63	0,6%
CEDENAR	35	0,3%
CEDELCA	34	0,3%
ElectroCórdoba	28	0,2%
Electrohuila	8	0,1%
Total	11434	100%

ANEXO B : SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El sistema de transmisión juega un papel preponderante en la formación de mercados competitivos en generación. En los casos analizados se presentan distintas estructuras de propiedad y operación para la transmisión.

Antes de analizar cada caso por separado se deben tener en cuenta algunas características propias de esta actividad y que influyen en su regulación:

- Intensiva en el uso de capital
- Economías de escala ex-ante.
- Fuerte presencia de costos hundidos en las inversiones

Estas dos últimas características definen a la transmisión como un monopolio natural.

Según Rainieri (1995), el mercado del sistema de transmisión es un mercado desafiante, ya que en las condiciones actuales del sistema chileno se estaría dando un grado de competencia de parte de: líneas en paralelo a las ya existentes, nueva generación cercana a los puntos de carga (por ejemplo llegada del gas natural a la zona central y norte de Chile).

1. Modelo de Transmisión chileno

Principales características del modelo chileno de transmisión:

- Transmisión no está definida como monopolio legal
- Libre acceso a las redes de transmisión
- Fijación de tarifas por parte del dueño de la línea de transmisión en base a Valores nuevos de reemplazo(VNR).
- Diferencias se resuelven por medio de arbitrajes.

El sistema de Transmisión es, en gran parte, propiedad de TRANSELEC, empresa filial de ENDESA, siendo esta última, el principal agente generador del sistema.

La ley chilena no define a la actividad de transmisión como un monopolio legal, lo que en teoría permite la existencia de más de una empresa

actuando como transmisor. Esto último, junto con problemas en la fijación de los peajes, condujo a que una empresa de generación, Colbún S.A. decidiera construir su propia línea hacia el centro de carga. Esta línea presenta un Voltaje menor a la línea ya existente (la cual tenía capacidad disponible), con lo que se creó una situación de ineficiencia.

El hecho de tener el transmisor derecho a definir los peajes, en la práctica afecta el libre acceso a las redes de transmisión y ha provocado una serie de conflictos entre los diferentes agentes.

Los puntos de mayor conflicto entre los distintos agentes que participan en la industria se refieren a la determinación de áreas de influencia y a los mecanismos de prorrata en el cálculo de los peajes básicos.

2. Modelo de Transmisión colombiano

La legislación Colombiana separa expresamente las actividades de interconexión del sistema de las de generación. La empresa encargada del sistema de interconexión nacional(SIN) es ISA. Se utiliza el concepto de interconexión para diferenciar la actividad de las compañías regionales de transmisión.

ISA es una empresa es mixta con participación estatal y privada que controla el 70% del sistema de transmisión nacional (STN) y que cobija el Centro Nacional de Despacho (CND) y la bolsa de energía.

Cargos

Existen tres cargos para remunerar al sistema de transmisión: conexión, transporte (peajes) y restricciones de la red. Los cargos se determinan de acuerdo con los requerimientos financieros del transportador, de tal manera que pueda cubrir sus costos de administración y operación (bajo condiciones de eficiencia), y reponer y expandir la red. Se busca que la actividad de transporte permita un

autofinanciamiento de la inversión del 40% y una rentabilidad del 7% sobre activos revaluados.³⁰

³⁰ “Marco Institucional y Regulatorio”, Colombia.

3. Sistema de Transmisión argentino

La ley eléctrica Argentina, define el transporte de energía como “servicio público”. Tiene la obligación de brindar libre acceso a sus redes. No puede intervenir en la compra ni en la venta de energía eléctrica. No está obligada a expandir la red, pero puede participar en nuevas construcciones.

Los pagos a las empresas de transmisión se cancelan por el productor hasta el lugar físico del mercado y desde ahí hasta el consumo por el demandante. Por lo que ambos son responsables del pago de los servicios de transporte (lo que lo diferencia del modelo chileno, donde solo los generadores tienen la obligación de pagar por los costos de transmisión).

Ingresos Sistemas de Transmisión

La remuneración del sistema de transmisión argentino, se basa en cargos fijos y variables. Los cargos variables corresponden a las pérdidas de energía del sistema de transmisión y cargos por capacidad. Los cargos fijos corresponden a cargos por conexión y cargos por capacidad en área de influencia. Los montos de los cargos son definidos por la Secretaría de Energía.

Expansión del Sistema de Transmisión

La expansión del sistema de transmisión en Argentina tiene características particulares que merecen un análisis especial.

La expansión comienza por medio de una consulta pública, en la cual los interesados opinan respecto de la conveniencia de la construcción o ampliación del sistema de transmisión. Si hay oposición del 30% de los usuarios, esta no se realiza.

Si se aprueba la construcción, se licita el proyecto y se asigna a quien entregue el menor valor de CANON. El Canon corresponde a la anualidad de los costos de inversión de la línea. Al valor del Canon se debe descontar unos fondos existentes por concepto de restricciones de transmisión que hayan ocurrido en el sistema.

4. Comparación modelos Transmisión

Como se puede apreciar en la descripción del marco que regula la actividad en transmisión, los modelos implementados en Colombia y Argentina son similares, prohibiendo la participación de generadores en las actividades de transmisión. No así el marco regulatorio chileno, que no restringe la participación de los generadores en otras actividades, siendo, de hecho, el mayor generador, propietario del sistema troncal de transmisión en el SIC.

Existe una serie de problemáticas de los marcos regulatorios con respecto a la transmisión y que afectan directamente la competitividad de los mercados a nivel generación de entre la que destacan:

- Expansión de la Transmisión.
- Tarifas por acceso y uso.

Estas problemáticas son solucionadas por el modelo argentino, con una expansión del sistema de transmisión definida por los propios usuarios (quienes en definitiva tendrán que asumir los costos de esta) y las tarifas con plazos claros y participación del regulador con amplios poderes.

ANEXO C: CASOS COMISIÓN ANTIMONOPOLIO

1. Caso Integración Vertical

En el primer caso, la Comisión resolvió que la integración vertical de generación, transmisión y distribución, no afecta la libre competencia y solo entregó instrucciones para que la principal empresa transmisora del sistema Transelec y otras con la misma actividad, se convirtiera en sociedad anónima abierta de giro exclusivo y con participación accionaria de terceros, generadores o no interesados en la ampliación de la red troncal de transmisión ³¹, que la autoridad promulgue a la brevedad el reglamento del sector, para solucionar los problemas de ambigüedad de la Ley y que las empresas distribuidoras liciten públicamente sus abastecimientos de energía y potencia en función de una mayor transparencia.

La Comisión tuvo en cuenta que “reconociendo la existencia en el mercado eléctrico de diversas áreas de conflictos actuales y potenciales que derivan de lo imperfectamente competitivo que son algunas de sus actividades, la incompleta regulación del sector para las realidades actuales, y la asimetría de información que caracteriza la situación de los distintos participantes en estas actividades”.

2. Caso Derechos de Agua Endesa

El Ministro presidente de la CNE consultó a la Comisión Preventiva Central acerca de si afectaba la libre competencia en el mercado de la generación eléctrica, la concesión por parte de la Dirección General de Aguas de nuevos derechos de aprovechamiento de aguas no consuntivas solicitados por la empresa Endesa. Considerando que la Endesa concentra en su poder los principales derechos de agua del país, situación que se vería incrementada en el evento que se le concediesen nuevos derechos, decidió recomendar, en defensa de la libre

³¹ Comisión Resolutiva; Resolución N° 488 del 11 de Junio de 1997

competencia, y basados en el decreto Ley N° 211 de 1973 que no se le otorguen más derechos de agua a Endesa, lo que fue confirmado por la Comisión Resolutiva.

La resolución de la Comisión Preventiva Central corresponde a la N° 992/636 del 25 de Noviembre de 1996 y la de la Comisión Resolutiva a la N° 480 del 7 de Enero de 1997.

3. Caso Pullinque

En este caso, resuelto en Octubre de 1995, la empresa eléctrica Pullinque denunció a Endesa y Chilgener ante la Comisión Preventiva Central por abuso de posición monopólica en la fijación de tarifas eléctricas. En esta denuncia una manipulación de tarifas al interior del CDEC-SIC que se refleja en un menor valor de los costos marginales (a los que vende Pullinque al resto de los generadores) que el precio de nudo fijado por la autoridad.

Según Pullinque “las empresas denunciadas, coludidas y concertadas al interior del CDEC-SIC, se apropiaron de rentas monopólicas en perjuicio de Pullinque, al fijar un menor precio de transferencia de energía entre generadores, mientras que instaban a la autoridad a aumentar el Precio de Nudo, al que vendían a los distribuidores y demás clientes, influyendo en su fijación mediante informes técnicos que presentaban a la CNE.” El resto de las empresas de generación argumentó que los problemas de Pullinque están basados en una errada política comercial de la empresa.

La Comisión desestimó la denuncia presentada por Pullinque.

Estos tres casos más otros menores corresponden a la participación de las Comisiones antimonopolios en el sector generación, siendo de gran importancia el fallo con respecto a la integración vertical de Endesa-Transelec-Chilectra.

ANEXO D: MODIFICACIONES EN CURSO AL SISTEMA CHILENO

En Septiembre de 1998 la Comisión Nacional de Energía (CNE), organismo regulador del mercado eléctrico chileno, puso en vigor el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Esta define con mayor detalle los tópicos definidos en el DFL N°1 de 1982. Los principales aspectos tratados en este nuevo reglamento y que afectan los desarrollos del presente trabajos se destacan: modificaciones a la estructura y funcionamiento de los CDEC, modificaciones en los pagos de peaje en el sistema de transmisión y aumento en los requisitos de calidad de servicio a usuarios finales. Este reglamento además deroga el Decreto N° 6 de 1985 que regía las normas de coordinación de los sistemas interconectados del país.

1. Principales Modificaciones

En lo referido a los CDEC, a continuación se describen las principales modificaciones que incorpora la nueva reglamentación:

a) Centro de Despacho y Control (CDC)

Se formula la creación de un Centro de despacho y Control encargado de la coordinación de la operación en tiempo real del sistema en su conjunto³². Entre las funciones de este centro se destacan la supervisión y coordinación del cumplimiento de los programas emanados de la Dirección de Operación, a fin de preservar la seguridad instantánea de suministro y los rangos de variación de frecuencia y voltaje en los rangos que especifica la normativa. El número de funcionarios de este centro será determinado por el Directorio del respectivo CDEC.

³² Artículo 183 Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

La creación de este centro nace como respuesta a la necesidad de sacar a las empresas de la contingencia diaria de la operación del sistema, independizando esta importante función, lo que contribuirá a la transparencia del mercado. Esta entidad será dependiente de la dirección de operación y deberá guiarse por las resoluciones que de ahí emanen.

b) Comité de Expertos

Se decreta la creación de un Comité de Expertos, para resolver las contingencias que ocurren al interior del Directorio del CDEC como instancia previa al Ministro de Economía. En caso de falta a la unanimidad que impida adoptar un acuerdo en el Directorio, este deberá requerir la opinión del comité de Expertos. El informe y recomendación del Comité de Expertos será sometido a consideración del directorio en sesión especial. Si no fuese posible adoptar acuerdo sobre la materia, resolverá el Ministro previo informe de la CNE y con conocimiento del informe del Comité de Expertos.

Este comité estará integrado por un abogado y dos ingenieros, nombrados por el Directorio del CDEC. En caso de no haber acuerdo serán designados por la autoridad. El objetivo de este comité es el de minimizar las intervenciones del Ministro. Existen dudas respecto a la efectividad de este Comité para solucionar los problemas que implican los acuerdos por unanimidad al interior de los CDEC.

c) Ingreso de Nuevos Actores

El nuevo reglamento modifica la composición actual de los CDEC, incluyendo a las principales empresas de transmisión³³ y permitiendo la incorporación voluntaria de las empresas generadoras con capacidad instalada superior a 9 MW con lo cual el número de integrantes de este organismo se duplicaría. Esta modificación permitirá contar con un mayor número de agentes participantes, los que pueden contribuir a una mayor independencia de los CDEC. Por otra parte el aumento en el número de integrantes y la mantención de la unanimidad de las decisiones en los tópicos más importantes puede generar un aumento de las divergencias al interior de los CDEC.

d) Cambio en el sistema de Votación

El nuevo reglamento cambia en parte el actual sistema de votación de los acuerdos, reservando la unanimidad para los siguientes temas: modificaciones al reglamento interno³⁴, resolución de conflictos de la dirección de operación y peajes y la designación de los tres profesionales integrantes del Comité de Expertos. El resto de los acuerdos se tomará por simple mayoría.

Esta modificación, mantiene en lo sustancial la unanimidad para las principales decisiones que se deben tomar al interior del CDEC, por lo que no es un cambio importante al funcionamiento de los mismos. El derecho a veto que ostenta cada uno de los integrantes, sumado al aumento de los participantes harán aún más complicado y poco funcional el proceso de toma de decisiones al interior de los CDEC.

³³ Deben tener al menos una línea de 23 KV de más de 100 Km.

³⁴ Previo a su aplicación, el Reglamento interno y sus modificaciones deberán ser aprobados por la CNE.

e) Dirección de Operaciones y Peajes

La Dirección de Operaciones es reestructurada, reemplazando los actuales integrantes pertenecientes a las empresas, por profesionales independientes con dedicación exclusiva a esta labor. Estos profesionales serán contratados por el CDEC y deberán responder al Directorio.

Se crea además la dirección de peajes encargada del cálculo de los pagos al sistema de transmisión. También estará integrada por profesionales con dedicación exclusiva. La creación de esta dirección de peajes permitiría disminuir las complicaciones actualmente existentes en la definición de los valores a pagar por el uso del sistema de transmisión. Además se indica que el CDEC debe contar con una sede donde funcionarán ambas direcciones.

2. Comentarios

El nuevo reglamento no puede superponerse al DFL N°1 de 1982, por lo que el alcance de sus modificaciones, se basa en una mayor especificación de las normativas vigentes. En cuanto a los CDEC, su principal avance radica en dotarlos de infraestructura y personal propio, con lo que se saca a las empresas de la contingencia diaria y se otorga mayor transparencia al mercado.

Las modificaciones al método de resolución de conflictos en uso en los CDEC, pretenden disminuir las intervenciones del Ministro de Economía por medio de la creación de un Comité de Expertos independientes. Esta mejora, en la práctica será una etapa más a agotar por las empresas en la defensa de lo que ellas consideran como sus legítimos derechos.

La mantención de la unanimidad en la votación de las principales materias, junto con el aumento del número de agentes integrantes (se pueden duplicar número de agentes en el CDEC-SIC) harán más dificultoso el proceso de toma de decisiones al interior de los CDEC. Esto aumentará la carga de los mecanismos de resolución de conflictos.