



COMPETENCIA EN MERCADOS ENERGETICOS: CASO CHILE

**PROYECTO: COMPETENCIA EN MERCADOS
ENERGETICOS**

FECHA: JULIO 2006

El autor del presente documento es el Consultor: Héctor Lagunas Méndez.

Los criterios expresados en el documento son de responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones auspiciantes Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) y Universidad de Calgary.

Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.

INDICE

1	INTRODUCCIÓN	4
2	RESUMEN EJECUTIVO	5
3	DIAGNÓSTICO	7
3.1	Ámbito Normativo	9
3.2	Abastecimiento	10
3.3	Política Energética	10
ANEXOS DESCRIPCION DEL SECTOR ENERGIA EN CHILE		12
1	Subsector Electricidad	12
1.1	Principios económicos básicos de la política de precios de Electricidad	14
1.2	Sistema de Precios de los Sistemas de Transmisión	16
1.3	Licitación de Contratos de Suministro a Empresas Distribuidoras	20
1.4	Sistema de Precios a nivel de Distribución de Electricidad	21
1.4.1	Distribución de electricidad:	22
1.4.2	Servicios Asociados al suministro de electricidad	23
1.4.3	Transporte de energía de terceros a cambio de peajes.	25
2	Subsector Gas Natural	27
2.1	Política de Precios	27
2.2	Diversificación de la Matriz Energética	28

1 INTRODUCCIÓN

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) junto a la Universidad de Calgary y la Agencia Canadiense de Desarrollo Internacional, está desarrollando un Proyecto de Análisis de la Competencia en los Mercados Energéticos de Latinoamérica y El Caribe, destinado a determinar las estrategias para mantener la competencia y promover lineamientos políticos dirigidos a regular el sector privado y asegurar que responda a los intereses del consumidor.

En la Primera Etapa de este Proyecto, la OLADE analizó el grado de competencia alcanzado y las experiencias de operación de los mercados energéticos constituidos en Latinoamérica y El Caribe, en la perspectiva de las iniciativas impulsadas para la búsqueda de la liberalización del comercio de energía.

En la Segunda Etapa, el análisis se profundiza con la experiencia de cuatro países de la región, dentro de los cuales está Chile y es materia del presente documento.

El objetivo del presente documento es entregar una breve descripción del sector energía en Chile y entregar una breve descripción del diagnóstico obtenido de un taller realizado en la ciudad de Santiago, donde diversos actores del sector energía evaluaron la experiencia chilena de operación de los Mercados Energéticos Nacionales, específicamente en los sectores electricidad y gas natural.

Inicialmente se incorpora un resumen ejecutivo con el objeto de tener una visión rápida del sector energía en Chile, los principales problemas que ha vivido en sus más de 20 años de operación de los mercados bajo el marco legal vigente, y las soluciones en curso.

2 RESUMEN EJECUTIVO

El marco legal vigente en el sector energía en Chile experimentó su gran transformación en la década de los ochenta, donde el sector eléctrico fue el precursor en lo relativo a la incorporación de capitales privados en la prestación de actividades de servicio público regulado. En lo sucesivo de los años si bien se introdujeron modificaciones legales éstas fueron para aclarar aspectos de aplicación pero no cambiaron los aspectos sustantivos, hasta los últimos dos años en que aparecen transformaciones mayores que adaptan la legislación a las nuevas condiciones de mercado, pero que no representan cambios estructurales en las reglas del juego iniciales.

El sector eléctrico chileno está segmentado en las etapas de generación, transmisión y distribución de electricidad. En generación, si bien existen diversos actores propietarios y operadores de las centrales generadoras, básicamente cuatro grupos económicos concentran más del noventa por ciento del mercado. En transmisión, el principal sistema del país inicialmente estaba en poder de una generadora, luego fue vendido a un operador independiente luego que las presiones ejercidas por otros actores provocaron la intervención del organismo de control antimonopolios. En el segmento de distribución, existen alrededor de cinco grupos económicos que controlan más del noventa por ciento de la actividad del país, sin embargo, y a diferencia de la generación, ellos no compiten entre si y sus tarifas así como la calidad del servicio son totalmente reguladas.

Chile no es productor de gas, salvo una pequeña parte del consumo localizada en el extremo austral de país. Tanto el transporte como la distribución de gas natural están en manos de operadores privados y no están sometidos a regulación de precios, por considerarse que existen medios sustitutos, sin embargo, la Ley contempla la intervención del Estado en materia de regulación de precios a pequeños consumidores si es que el organismo de defensa a la libre competencia determina que existe abuso monopólico o rentabilidades excesivas de las empresas operadoras.

Al cabo de más de 20 años de experiencia de Regulación de mercados de servicios públicos en Chile, tanto las instituciones reguladoras, como las empresas y los consumidores hemos aprendido grandes lecciones, que si bien han impulsado cambios en la legislación en estos últimos años, se ha mantenido el fondo de la regulación y subyace un consenso en la percepción de logro del desarrollo alcanzado en los niveles de cobertura y calidad de los servicios, especialmente en el sector de electricidad.

En el período de existencia de la regulación, el país se ha visto enfrentado a situaciones extremas de sequía, cual es la de los años 96 al 98, que obligó a la aplicación de programas de racionamiento, y como consecuencia a un cambio brusco en su matriz energética con la importación de gas natural desde Argentina a contar de 1999, lo cual permitió disminuir la dependencia de variabilidad hidrológica, y final y actualmente se vive el problema de restricción de suministro de gas debido a los déficit que sufre el país trasandino que no solo afecta a la generación eléctrica sino también a gran parte de la industria que recientemente había transformado sus procesos a gas natural.

Un primer aspecto importante de destacar durante el período de vigencia del marco legal del sector energía es sin duda la estabilidad de las reglas del juego, que en lo sustantivo se han mantenido desde el origen de la actual legislación. Ello ha permitido el desarrollo de inversiones y el mejoramiento de la calidad de servicio, no viéndose afectadas sino por el contrario, impulsadas por los cambios regulatorios de segunda generación.

Sin embargo también es relevante destacar como una gran conclusión obtenida de la operación del mercado en este período, es la necesidad de contar con una matriz energética ampliamente diversificada, que permita disminuir la dependencia no solo hidrológica sino también del suministro de gas. En esta dirección van los nuevos proyectos impulsados en materia de gas natural licuado (GNL), el retorno de proyectos de generación termoeléctrica a carbón y las recientes modificaciones legales en materia de liberalización de los precios de generación y suscripción de contratos de largo plazo con empresas distribuidoras.

En efecto, el desarrollo de inversiones cuyos períodos de recuperación son largos, tales como centrales hidroeléctricas, termoeléctricas a Carbón, Gas Natural, y el actual desarrollo de GNL, se ve afectado por las coyunturas de disponibilidad y precio de los insumos energéticos, de modo tal que la aplicación de un sistema de precios de corto plazo no da los incentivos suficientes para el desarrollo de estas inversiones ni a la diversificación de la matriz energética, razón por la cual es fundamental bajar los riesgos del inversionista aumentando el portafolio de contratos de largo plazo.

Por su parte las empresas también aprendieron que es necesario contar con sistemas de respaldo aún cuando éstos encarezcan el servicio, y los consumidores a utilizar más eficiente y racionalmente el recurso.

Este cambio de forma de pensar hace ahora viable, y con los incentivos adecuados, la promoción de generación a pequeña escala y el desarrollo de proyectos de generación de energía no convencionales.

Si bien y como se mencionó, los cambios legales en materia de producción de electricidad tendieron a la desregulación de precios, por otra parte se regularon 25 nuevos servicios asociados al suministro de electricidad por considerarse que las empresas distribuidoras ejercían un poder monopólico. Esta situación también entrega una lección a las empresas en el sentido de resguardar las condiciones de transparencia y tender a la autorregulación en las prestaciones de servicios no regulados. También es un llamado de alerta respecto a la concentración de empresas en mercados energéticos.

Un papel importante ha desarrollado en los mercados energéticos chilenos la Comisión Resolutiva de la Comisión Antimonopolios, cuya intervención permite cautelar las condiciones de libre competencia tanto en el mercado eléctrico como el de gas.

Además de los precios, otro de los aspectos que afectó al desarrollo de las inversiones a nivel de generación fue precisamente el desarrollo de los sistemas de transmisión, lección que el país aprendió y entendió que su solución radica en la independencia de los Sistemas de Transmisión y la claridad en los retornos de inversión para el desarrollo de las instalaciones de transporte: Obligatoriedad de las expansiones en STT, fijación de precios en SST. Este efecto sumado al de

liberalización de precios están impulsando un volumen importante de inversiones que se anuncian en los periódicos, sin embargo aún es muy pronto para concluir respecto a su efecto.

Tan importante como la independencia de los sistemas de transmisión, la labor de operación del sistema y la administración del mercado es importante que se haga con independencia y transparencia. Así lo ha entendido el Regulador al impulsar la modificación de la Ley de forma tal que ingrese un representante de los clientes en el Directorio de los CDEC.

Originalmente, la normativa eléctrica se limitó a establecer estándares de calidad y seguridad de servicio a nivel de consumidores finales, sin embargo y dada la incapacidad de las empresas para ponerse de acuerdo en delimitar sus obligaciones y responsabilidades en materia de calidad de servicio, la Autoridad emitió recientemente una Norma Técnica que define además de los límites máximos de calidad a nivel de generación y transmisión, las exigencias mínimas para las instalaciones y para la operación del sistema eléctrico.

También es importante destacar los mecanismos de resolución de conflictos que existen en Chile, tanto entre las empresas con la Autoridad Regulatoria como entre las propias empresas, cuyas controversias muchas veces pusieron en riesgo o trabaron el desarrollo de inversiones y dificultaron la operación segura y económica del sistema. Se espera que con la existencia del Panel de Expertos se facilite la resolución de las naturales divergencias que siempre surgirán, pero también aún es pronto para evaluar en alrededor de un año de funcionamiento de dicho Panel.

3 DIAGNÓSTICO

Desde las Reformas del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos realizadas en la década de los años ochenta, los sectores de electricidad y gas en Chile han evolucionado lenta pero sostenidamente hacia la operación de mercados competitivos, cuya evaluación general, si bien se diagnostica en forma positiva por los diversos actores del ámbito nacional, la experiencia real ha presentado y en algunos aspectos mantiene problemas de aplicación práctica.

En efecto, previo a la reforma que se hizo en Chile en 1982, considerada como la Regulación de Mercados de Primera Generación, la visión tradicional que se tenía del servicio eléctrico era la de un Monopolio Integrado cuya regulación no distinguía de tal caracterización procesos o servicios que no poseen economías de escala o bien que sus economías de ámbitos se pueden preservar aún después de una segmentación.

En la década de los ochenta, dada la experiencia favorable lograda en procesos de descentralización e introducción de competencia en distintos países y en otros sectores de servicio público análogos, tales como: transporte aéreo, vial, ferroviario y carga en general, además del desarrollo tecnológico en la producción de energía eléctrica, con la construcción de centrales generadoras más pequeñas con costos competitivos a las grandes centrales hidroeléctricas; la tendencia mundial se orientó a la reforma de la regulación del servicio eléctrico en el sentido de separar los servicios en los cuales con una regulación apropiada se

posibilitaría la competencia. La principal conclusión que se obtuvo de esta segmentación es la potencialidad de lograr el establecimiento de un mercado competitivo a nivel de generación de electricidad, para lo cual se requerían tres aspectos básicos:

1. La existencia de un pool, o ente administrador del mercado, donde se realizan las transacciones de energía.
2. La existencia de un despacho de carga centralizado (operador del sistema), de modo de preservar las economías de ámbito de la operación coordinada del sistema eléctrico en su conjunto.
3. El libre acceso de los productores y clientes a los sistemas de transporte.

Dada las dificultades tecnológicas y los costos asociados, era difícil en la década de los ochenta e inclusive hoy pensar en la liberalización completa del mercado, viéndose más posible la creación de un mercado mayorista, en el cual participan los grandes consumidores que poseen mayor capacidad de negociación y alternativas de auto-producción.

La creación del mercado mayorista significó la necesidad de distinguir el sistema de transporte en Transmisión y Distribución, aún cuando son procesos similares. Otra razón, es que se apreció más fácil para la operación integrada del parque de generación contar en un principio con un solo transmisor, mientras en el de distribución podrían existir distintos operadores, sin que ello afectara la coordinación económica del sistema eléctrico.

Si bien en el día de hoy, existe mayor tecnología a bajos precios para continuar con la reforma con el objeto de desarrollar el mercado minorista, se han observado problemas de regulación y de aplicación práctica en Chile, que han provocado los recientes perfeccionamientos del marco regulatorio.

En efecto, el debate suscitado a principios del año 2000 sobre la competencia a nivel de generación, regulación de la transmisión troncal y el sistema de peajes fue confuso y poco conducente; esencialmente se produjeron críticas a las propuestas de la Comisión Nacional de Energía (CNE), muchas veces sin propuestas alternativas por parte de ninguno de los sectores, más allá de plantear algunos que no se requerían cambios en la normativa. Los argumentos esgrimidos en contra de las propuestas de la CNE eran, principalmente los siguientes: a) se afirmaba que la propuesta violaba el principio de entregar señales de costo que lleven a decisiones de inversión eficientes en generación; b) se afirmaba que la propuesta cambiaba las reglas del juego para las empresas que han invertido en el sector, favoreciendo a las centrales hidráulicas y desfavoreciendo a las térmicas; y c) se afirmaba que la propuesta de la CNE implicaría aumentos de tarifas eléctricas para el consumidor final.

Durante el proceso de discusión, la CNE reafirmaba su convicción de que su propuesta entregaba señales de costo completamente coherentes con la eficiencia en las inversiones, que no se estaban cambiando las reglas del juego, no obstante reconocía que al aclarar y estandarizar la aplicación de conceptos que estaban en la normativa, la distribución de costos se modificaría respecto a los contratos actuales de peaje; y que el costo total de la cuenta para el consumidor final, en el agregado, y en el mediano plazo, se minimiza con la propuesta de la CNE, sin perjuicios de reconocer que es posible que se produzcan alteraciones en las relaciones de precios entre diversas localidades.

El estado de la discusión a fines del año 2002 hacía dudoso llegar a una solución adecuada; por ello, la CNE decidió replantear el problema, a nivel técnico, durante el año siguiente, elaborando una nueva propuesta que sin embargo fue finalmente desplazada por una propuesta de común acuerdo desarrollada por las propias empresas generadoras y acogida por la Autoridad política de la época.

La segunda fase de reformas en el sector eléctrico chileno se materializa finalmente en marzo de 2004, con la promulgación de la Ley 19940, del Ministerio de Minería, también denominada “Ley Corta”, que básicamente se centra en reformular la Ley de Peajes de Transmisión. En materia de aseguramiento de suministro de electricidad para clientes regulados, recientemente hubo otra modificación de la Ley General a través de la Ley 20.018 de mayo de 2005, que reguló la licitación de los contratos de suministro a las empresas de distribución, de forma tal que el precio de nudo vaya gradualmente ajustándose al precio de mercado resultante del proceso de licitaciones, permite solucionar los problemas derivados de la falta de interés de las empresas generadoras para suscribir contratos con distribuidoras que hasta ese momento la Comisión había encausado parcialmente a través de la RM N° 88. Para efectos de la aplicación de las disposiciones establecidas en la Ley 20.018, la Comisión estableció mediante R. Ex N° 759 de noviembre de 2005, los plazos, requisitos y condiciones para las licitaciones de suministro de energía que deben realizar las empresas concesionarias de servicio público de distribución, cuyo proceso se encuentra en marcha al momento de elaboración del presente documento.

Hoy se encuentran en desarrollo propuestas de Reglamento para la aplicación de estas nuevas modificaciones legales y la elaboración de procedimientos de aplicación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio promulgada en mayo de 2005.

Si bien, en lo sustantivo, el marco legal eléctrico se ha mantenido estable por más de veinticinco años, como se ha discutido precedentemente, en el período se han realizado modificaciones que aclaran y complementan la regulación y en los últimos dos años se han realizado otras modificaciones más profundas a las que podemos denominar de “Segunda Generación”.

Los problemas detectados y que a continuación se presentan, se han clasificado en el ámbito normativo, de abastecimiento y de falta de política energética.

3.1 *Ámbito Normativo*

En el ámbito normativo, se han detectado los siguientes problemas en la operación de los mercados energéticos nacionales:

- Falta de claridad en las Compensaciones relativas a la Seguridad y Calidad de Servicio
- Falta de Autorregulación por parte de las empresas operadoras
- Disparidad de los Modelos de Regulación Regionales
- Tarifación del Transporte con más de un objetivo
- Falta de facultades fiscalizadoras de la Autoridad

- Falta de Transparencia en los procesos de tarificación
- Falta de instancias de participación de los clientes
- Necesidad de subsidio al consumo básico de electricidad
- Desfase temporal entre problemas y soluciones, lo cual ha llevado a falta de inversiones

En el ámbito normativo hay coincidencia en la necesidad de perfeccionar el marco legal, especialmente en el sentido aclaratorio, objetividad en la relación calidad, costos y tarifas, así como dotar de mayores facultades a los organismos fiscalizadores y reguladores para que las resoluciones vayan acordes con las necesidades y no constituyan un freno para la inversión.

No se detecta temor a los cambios regulatorios, dado que se entiende que no están en juego cambios radicales en las reglas del juego, pero si se detecta reticencia a los excesos regulatorios que se pueden evitar tendiendo las empresas a una mayor autorregulación.

3.2 Abastecimiento

En el ámbito operacional, en los últimos veinticinco años Chile se ha visto enfrentado a situaciones de restricción de suministro de electricidad y gas natural debido a circunstancias hidrológicas y a déficit de producción de gas argentino, que además de las implicancias concretas de desabastecimiento dejó ver los siguientes problemas o necesidades:

- Conflictos Diplomáticos
- Necesidad de tener una matriz energética diversificada
- Restricciones a la integración horizontal en relación al tamaño del mercado
- Falta de Arbitraje entre países.

Se observa que aún falta en la región una regulación más uniforme y procedimientos más seguros para las interconexiones, de forma que éstas puedan ser menos vulnerables a los cambios o coyunturas políticas y económicas de la región. La lección mejor aprendida en Chile es la de seguir desarrollando fuentes alternativas de energía que sin lugar a dudas encarecerá el suministro de corto plazo, pero dará seguridad e independencia al abastecimiento de largo plazo.

3.3 Política Energética

Los actores del sector energía aprecian la falta de un instrumento concreto de política energética, lo cual se traduce en las siguientes falencias:

- Poca claridad en la matriz de objetivos de la Autoridad
- Existencia de cambios relevantes en las políticas de largo plazo
- Falta de incentivos a la reducción de demanda en épocas de crisis y de ahorro sostenido en el tiempo.
- Falta de agilidad en la gestión de análisis y aprobación de la viabilidad ambiental de proyectos.

Surge la necesidad de que exista un instrumento más formal que el plan indicativo de inversiones que emite la CNE al momento de fijar los precios de nudo. En efecto, se requiere de un instrumento de mayor rango, más participativo y con objetivos, plazos y recursos claramente definidos.

ANEXOS DESCRIPCION DEL SECTOR ENERGIA EN CHILE

1 Subsector Electricidad

Previo a la reforma que se hizo en Chile en 1982, considerada como la Regulación de Mercados de Primera Generación, la visión tradicional que se tenía del servicio eléctrico era la de un Monopolio Integrado cuya regulación no distinguía de tal caracterización procesos o servicios que no poseen economías de escala o bien que sus economías de ámbitos se pueden preservar aún después de una segmentación.

En la década de los ochenta, dada la experiencia favorable lograda en procesos de descentralización e introducción de competencia en distintos países y en otros sectores de servicio público análogos, tales como: transporte aéreo, vial, ferroviario y carga en general, además del desarrollo tecnológico en la producción de energía eléctrica, con la construcción de centrales generadoras más pequeñas con costos competitivos a las grandes centrales hidroeléctricas; la tendencia mundial se orientó a reforma de la regulación del servicio eléctrico en el sentido de separar los servicios en los cuales con una regulación apropiada se posibilitaría la competencia. La principal conclusión de esta segmentación es la potencialidad de lograr el establecimiento de un mercado competitivo a nivel de generación de electricidad, para lo cual se requerían tres aspectos básicos:

- 1) La existencia de un pool, o ente administrador del mercado, donde se realicen las transacciones de energía.
- 2) La existencia de un despacho de carga centralizado (operador del sistema), de modo preservar las economías de ámbito de la operación coordinada del sistema eléctrico en su conjunto.
- 3) El libre acceso de los productores y clientes a los sistemas de transporte.

Dada las dificultades tecnológicas y los costos asociados, era difícil en la década de los ochenta e inclusive hoy pensar en la liberalización completa del mercado, viéndose más posible la creación de un mercado mayorista en el cual participen los grandes consumidores poseen capacidad de negociación y alternativas de autoproducción.

La creación del mercado mayorista significó la necesidad de distinguir el sistema de transporte en Transmisión y Distribución, aún cuando son procesos similares. Otra razón es que se apreció más fácil para la operación integrada del parque de generación contar en un principio con un solo transmisor, mientras en el de distribución podrían existir distintos operadores, sin que ello afecte la coordinación económica del sistema eléctrico.

Si bien en el día de hoy, existe mayor tecnología a bajos precios para continuar con la reforma con el objeto de desarrollar el mercado minorista, se han observado problemas de regulación y de aplicación práctica en Chile, que hacen que hoy se esté perfeccionando el marco regulatorio.

En efecto, el debate suscitado a principios del año 2000 sobre la competencia a nivel de generación, regulación de la transmisión troncal y el sistema de peajes fue confuso y poco conducente; esencialmente se produjeron críticas a las propuestas de la CNE, muchas veces sin propuestas alternativas por parte de ninguno de los sectores, más allá de plantear algunos que no se requerían cambios en la normativa. Los argumentos esgrimidos en contra de las propuestas de la CNE eran, principalmente los siguientes: a) se afirma que la propuesta viola el principio de entregar señales de costo que lleven a decisiones de inversión eficientes en generación; b) se afirma que la propuesta cambia las reglas del juego para las empresas que han invertido en el sector, favoreciendo a las centrales hidráulicas y desfavoreciendo a las térmicas; y c) se afirma que la propuesta de la CNE implicaría aumentos de tarifas eléctricas para el consumidor final.

Durante el proceso de discusión, la CNE reafirmaba su convicción de que su propuesta entregaba señales de costo completamente coherentes con la eficiencia en las inversiones, que no se estaban cambiando las reglas del juego, no obstante reconocía que al aclarar y estandarizar la aplicación de conceptos que estaban en la normativa, la distribución de costos se modificaría respecto a los contratos actuales de peaje; y que el costo total de la cuenta para el consumidor final, en el agregado, y en el mediano plazo, se minimiza con la propuesta de la CNE, sin perjuicios de reconocer que es posible que se produzcan alteraciones en las relaciones de precios entre diversas localidades.

El estado de la discusión a fines del año 2002 hacía dudoso llegar a una solución adecuada; por ello, la CNE decidió replantear el problema, a nivel técnico, durante el año siguiente, elaborando una nueva propuesta que sin embargo fue finalmente desplazada por una propuesta de común acuerdo desarrollada por las propias empresas generadoras y acogida por la Autoridad política de la época.

La segunda fase de reformas en el sector eléctrico chileno se materializa finalmente en marzo de 2004, con la promulgación de la Ley 19940, del Ministerio de Minería, también denominada "Ley Corta", que básicamente se centra en reformular la Ley de Peajes de Transmisión. En materia de aseguramiento de suministro de electricidad para clientes regulados, recientemente hubo otra modificación de la Ley General a través de la Ley 20.018 de mayo de 2005, que reguló la licitación de los contratos de suministro a las empresas de distribución, de forma tal que el precio de nudo vaya gradualmente ajustándose al precio de mercado resultante del proceso de licitaciones, permite solucionar los problemas derivados de la falta de interés de las empresas generadoras para suscribir contratos con distribuidoras que hasta ese momento la Comisión había encausado parcialmente a través de la RM N°88. Para efectos de la aplicación de las disposiciones establecidas en la Ley 20.018, la comisión estableció mediante R.Ex N° 759 de noviembre de 2005, los plazos, requisitos y condiciones para las licitaciones de suministro de energía que deben realizar las empresas concesionarias de servicio público de distribución, cuyo proceso se encuentra en marcha al momento de elaboración del presente documento.

En curso hoy se encuentran en desarrollo propuestas de Reglamento para la aplicación de estas nuevas modificaciones legales y la elaboración de procedimientos de aplicación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio promulgada en mayo de 2005.

1.1 Principios económicos básicos de la política de precios de Electricidad

Previo a ahondar más en la situación de la regulación de Electricidades Chile tanto en los períodos anterior y posterior a la modificación legal vigente (1982 a marzo de 2004 y desde el 13 de marzo de 2004 en adelante), es importante revisar los conceptos técnicos respecto al rol que desempeñan los sistemas de transmisión y cómo repercute su regulación en el funcionamiento del mercado de suministro e intercambio de electricidad.

Los sistemas de transmisión de energía eléctrica se asemejan a otros sistemas de transporte como telefonía, agua potable, gas, transporte terrestre, ferroviario, etc. La similitud radica, entre otros aspectos, que son intensivos en inversiones, las cuales son generalmente discretas y con largos períodos de recuperación de capital. Tales características, desde el punto de vista económico los caracterizan como monopolios naturales, dada la presencia de economías de escala que generan rendimientos crecientes con el aumento de la demanda de forma tal que una vez constituido un operador, para otro le será difícil competir por enfrentar costos medios más altos.

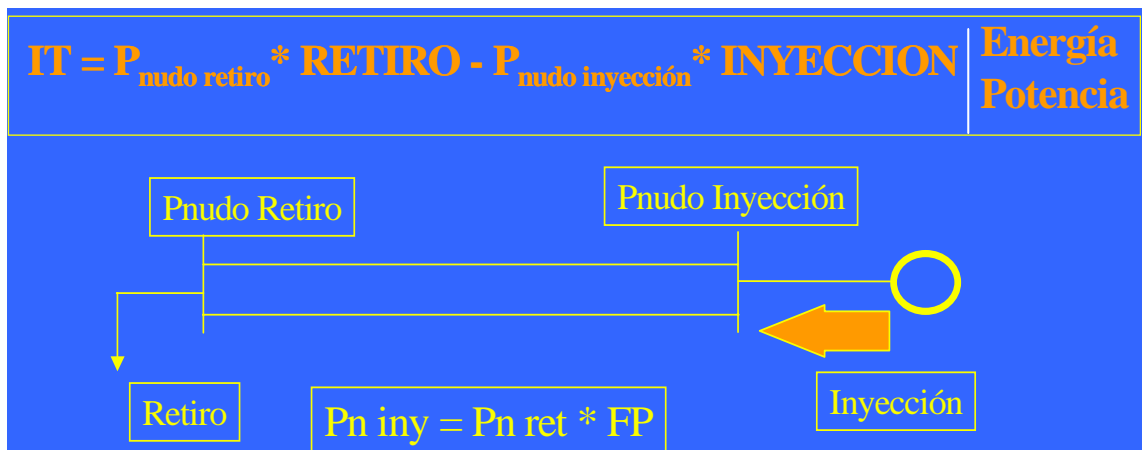
La condición de monopolio natural que caracteriza económicamente tanto a los sistemas de transmisión como de distribución de electricidad, determina la necesidad de regular las condiciones de acceso y sus precios. En el caso del sistema de los sistemas de transmisión troncal, a los cuales se interconectan las centrales generadoras y se efectúan los intercambios de energía entre éstas para el abastecimiento seguro y económico de la demanda, la regulación debe satisfacer los objetivos enunciados antes: dar señales de precio que lleven a decisiones de inversión eficientes en cuanto a generación y transmisión (eficiencia de largo plazo); dar señales de precio que lleven a una operación eficiente del parque generador (eficiencia de corto plazo); y permitir la recuperación de los costos totales de transmisión (objetivo de autofinanciamiento)

En los inicios del desarrollo del sistema eléctrico, gran parte, si no todas las inversiones en transmisión estuvieron directamente asociadas al desarrollo de proyectos específicos de generación y al suministro de consumos nuevos. En cada sistema así concebido, se establecían capacidades de reserva para condiciones de contingencia de forma tal de darle seguridad al suministro. Sin embargo, conforme fueron creciendo los sistemas, se desarrollaron y consolidaron sistemas de transporte que los interconectaron entre si, pudiendo no solo compartir reserva (mayor seguridad) sino también lograr importante ahorros económicos producto de la operación coordinada de las centrales generadoras. De esta forma, y mientras se mantuvo centralizada las decisiones de inversión y operación de los sistemas eléctricos, para su desarrollo primó los principios de eficiencia económica. Posteriormente, con el desarrollo y advenimiento de políticas regulatorias que posibilitaron la participación privada en el sector eléctrico, donde muchos generadores producen para múltiples centros de consumo, se diluyó la relación entre cada incorporación de capacidad de generación y la expansión de la red. En esencia, muchos proyectos de expansión de la red se dimensionan y diseñan considerando el conjunto de los aportes de nueva generación en un período determinado, y/o el conjunto de los aumentos de demanda en distintos puntos de la red. Al mismo tiempo, las políticas regulatorias modernas no apuntan necesariamente a la eficiencia económica, sino también a favorecer el funcionamiento del mercado, conceptos sobre los cuales aún hoy día no existe total consenso en el mundo entre los economistas y especialistas del sector.

Por estas razones, la reforma vigentes del sistema de precios de la electricidad contienen una solución híbrida en la cual por una parte se estampillan los costos de transmisión troncal en la denominada Area de Influencia Común, como una forma de favorecer la competencia a nivel de generación, y por otra parte, fuera de esta área los costos de transmisión se asignan en relación al uso de las instalaciones.

1.2 Sistema de Precios de los Sistemas de Transmisión

El mercado de electricidad en Chile, a nivel de producción, opera a través de la existencia de un sistema de transacciones de energía entre los generadores; estos compran energía en diversos nudos del sistema y los venden en los nudos en que tienen contratos; las diferencias de precio entre distintos nudos están dadas por la asignación de factores que reflejan las pérdidas marginales de energía asignables a cada tramo. Esto se refleja en el diagrama siguiente.



El sistema eléctrico opera bajo un esquema en que los diversos productores inyectan su energía en diversos nudos, y ésta se valora según el nudo, tomando como referencia un precio de transferencia a nivel mayorista (Costo marginal del sistema) afectado a través de los llamados factores de penalización geográficos, que dan cuenta de las pérdidas marginales de energía y potencia que corresponden a los diversos tramos del sistema.

Como consecuencia de que las pérdidas efectivas en el sistema son inferiores al pago asociado a las pérdidas marginales (mayores que las pérdidas medias), se genera en la operación un ingreso, llamado Ingreso Tarifario, concepto que permanece en la ley vigente, que sirve para cubrir parte del ingreso que le corresponde al dueño del sistema de transmisión.

Cabe destacar que las pérdidas marginales constituyen en esencia los costos marginales de transmisión de corto plazo. Por lo tanto, ello significa que el costo marginal de corto plazo es menor al costo medio de largo plazo a no ser que en el tramo de línea fluya permanentemente una potencia eléctrica igual o superior a la económicamente óptima, situación que dado el crecimiento de la demanda, no se da permanentemente, por cual, el diseño óptimo de las instalaciones para una trayectoria de crecimiento de largo plazo necesariamente considera un período inicial de subcargabilidad y uno final de sobrecargabilidad. Esta condición natural, hace que en el largo plazo los costos marginales sean generalmente menores a los costos medios de largo plazo.

Por otro lado, el costo total anual de transmisión es igual a:

$$CT_{ST} = a \cdot VI + COMA$$

Donde:

- aVI: Anualidad del Valor de Adquisición de las instalaciones del ST, que reemplaza al antiguo concepto de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)
 COMA: Costos de operación mantenimiento y administración,

Por otro lado, como se mencionó anteriormente, bajo este esquema regulatorio el sistema de transmisión recibe como remuneración el ingreso tarifario, el cual es insuficiente para cubrir los costos totales del sistema, existe una componente de costo que se debe cubrir a través un peaje de transmisión que se calcula de la siguiente forma:

$$Peaje_{ST} = a \cdot VI + COMA - IT$$

Donde:

IT: Ingreso Tarifario

a) Previo a la Reforma

Previo a la reforma, es decir, en el período 1982 a marzo de 2004, la regulación no hacía distinción explícita del sistema de transmisión trocal, subtransmisión y adicional, y el esquema regulatorio arriba expuesto, denominado “Peaje Básico”, en la práctica se aplicaba a las instalaciones donde se fijaban precios de nudo, definiendo para el resto los denominados “Peajes Adicionales” que se cobraban a los usuarios de las instalaciones a prorrata de su uso para la demanda máxima.

El Peaje Básico (PB), se aplicaba a los generadores pertenecientes al “Área de Influencia” de las centrales, a prorrata del uso que en un principio se determinó a través de una medida teórica prevista para los flujos provenientes de la operación y posteriormente al Reglamento de 1998 (Decreto 327), se reemplazo por una proporción del uso teórico que realiza cada central en la trayectoria desde su punto de inyección hasta una subestación básica en forma proporcional a su potencia firme.

El concepto de Área de Influencia (AI), se definía como las instalaciones directa y necesariamente afectadas por la inyección de una central generadora, concepto que al igual que las prorratas por uso, provocó una serie de divergencias entre las empresas generadoras y arbitrajes con el dueño del ST, que finalmente terminó por acentuar la necesidad de modificar el sistema de precios de transmisión.

En concreto, la poca claridad y certidumbre respecto a los costos de los peajes de transmisión para los generadores y la incertidumbre de cobro que a su vez tenía el dueño del ST, atentó contra el normal desarrollo no solo de las inversiones en transmisión, sino que se convirtió en una barrera para la entrada para nuevas inversiones en generación.

Un ejemplo de ello fueron las líneas de transmisión al sur de la S/E Charrúa, las cuales quedaron fuera del AI de las centrales y en contrasentido del flujo de las centrales ubicadas al sur. Entre otros aspectos, esta situación provocó no existiera interés en abastecer a clientes regulados ubicados al sur de Charrúa quedando sin suministrador las empresas distribuidoras cuyos contratos expiraron. Para corregir esta situación la CNE, a través del Ministerio de Economía, promulgó la R.M. 88, que obligaba al conjunto de empresas generadoras a concurrir proporcionalmente al suministro dejando el pago de peajes a una negociación entre la empresa de transmisión y la concesionaria de distribución. Si bien ésta fue una solución a nivel de generación y aseguramiento de suministro de energía a la distribuidora, dejó sin solución al dueño del ST, por cuanto legalmente no fue posible cargar el costo de peajes adicionales a la distribuidora dado que ésta no podía a su vez transferirlo a los clientes finales, como lo estableció el fallo arbitral de julio del año 2003.

Otro aspecto relevante en la discusión conceptual en que se centró la crítica al sistema de peajes anterior, y también preocupó a los legisladores en la etapa de presentación de las diversas propuestas, dice relación con el principio de asignación de costo por uso, que si bien incentiva al uso eficiente del ST, dando una adecuada señal de localización, crea barreras para el adecuado funcionamiento del mercado por el hecho de que existen centrales ubicadas muy cerca de los centros de consumo, que no hacen uso explícito del ST pero que, sin embargo, se favorecen de la seguridad que éste proporciona. Esta discusión enfrentó a las empresas mayoritariamente hidroeléctricas con las prominentemente térmicas, dado que las primeras están ubicadas lejos de los centros de consumo, y por lo tanto utilizan más el ST, y las segundas cerca o dentro de éstos.

b) Posterior a la Reforma

La Ley General vigente, segmenta el ST en tres etapas a saber: Sistema de Transmisión Troncal (STT), Sistema de Subtransmisión (SST) y Sistema de Trasmisión Adicional (STA).

El sistema de transmisión troncal (STT) se caracteriza por:

- Flujos de potencia con variabilidad relevante en la magnitud y dirección para abastecer una demanda con diferentes escenarios (generación, contingencias y fallas).
- Nivel de tensión nominal igual o mayor a 220 kV.
- Magnitud de flujos que no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores y/o generadores.
- Existan tramos con flujo de potencia bidireccionales relevantes.

Los costos de STT se valorizan como:

$$CSTT = A.V.I. + COMA$$

Donde:

A.V.I: Anualidad valor de inversión "V.I" y es igual a la suma de costos de adquisición e instalación con valores de mercado. Para tramos existentes según sus características físicas y técnicas a precio de mercado y con terreno efectivamente pagados y actualizados según IPC.

Para instalaciones futuras el V.I. económicamente eficiente será determinado con carácter referencial y su valor definitivo corresponderá el que resulte de una licitación.

COMA: Corresponde al costo anual de la operación, mantenimiento y administración del tramo.

Los peajes se determinan de igual forma a la metodología previa a la reforma, es decir, descontando al CSTT los ingresos percibidos por concepto de ingresos tarifarios (IT), valorizados a través de las diferencias entre las inyecciones y retiros valorizadas a costo marginal.

La diferencia, sin embargo, es que el nuevo marco legal hace una distinción en el STT entre los tramos que pertenecen o no pertenecen al área de influencia común (AIC). Para los primeros, es decir, los tramos de STT ubicados dentro del AIC la ley le asigna un 80% del costo de las instalaciones a la generación y un 20% a los retiros. Para los segundos, es decir, los tramos del STT ubicados fuera del AIC (NAIC) la asignación de costos distingue los casos en que los flujos van hacia o desde el AIC, asignado el peaje en el primer caso, a centrales ubicados aguas arriba de los flujos, a prorrata del uso que sus inyecciones hacen del tramo, para dicho escenario, y en el segundo caso, asignado el peaje a empresas que efectúen retiros aguas abajo del flujo, a prorrata del uso que sus retiros hacen del tramo, para dicho escenario.

No obstante lo anterior, aún falta que el Reglamento establezca el procedimiento para la determinación del STT.

Los Sistemas de Subtransmisión (SST) se caracterizan por:

- No calificar como instalaciones troncales.
- Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

Por lo tanto su definición también depende del procedimiento que deberá establecer el Reglamento.

Para estos sistemas (SST), el valor anual o costo de subtransmisión se basará en instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez años, que minimice el costo actualizado de inversión, operación y falla, eficientemente operadas y que considere separadamente a:

$$CSST = A.V.I. + COMA + C_{perdMed} (P, E)$$

Para la determinación de peajes, en cada barra de retiro del SST, se establecerán precios por unidad de energía y de potencia (“peajes de subtransmisión”), que, adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, de manera que cubran los costos anuales más los costos de la energía y la potencia inyectada.

El sistema de transmisión adicional STA corresponde a las instalaciones de transmisión que no califican en las categorías anteriores. El costo de un tramo del STA se deberá calcular en base a un valor de transmisión anual, equivalente al valor presente de las inversiones menos el valor residual, más los costos proyectados de operación y mantenimiento, más los costos de administración, conforme se disponga en el Reglamento. En todo caso, todos los antecedentes y valores para calcular el peaje deberán ser técnica y económicamente respaldados y de público acceso a todos los interesados.

El transporte por sistemas adicionales se regirá por lo previsto en los respectivos contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones. El peaje a que da derecho dicho transporte corresponderá al valor de transmisión anual.

1.3 Licitación de Contratos de Suministro a Empresas Distribuidoras

Previo a la modificación legal de junio de 2005 (Ley N° 20018 denominada “Ley Corta II”), los precios a los cuales las empresas distribuidoras compraban energía y potencia a las empresas generadoras estaban regulados, en la proporción en que éstas a su vez vendía energía y potencia a clientes finales regulados. A estos precios regulados se les denominaba “Precios de Nudo” y eran fijados semestralmente por la CNE sobre la base de una proyección de los costos marginales del sistema de generación transmisión proyectados a largo plazo. Como un mecanismo de corrección a los precios de mercado, el procedimiento incluía un ajuste del precio de nudo calculado por la Autoridad a una banda de 10% respecto al precio promedio de los clientes libres, que posteriormente se redujo a una banda de 5% con la promulgación de la Ley Corta I (Ley N° 19940).

No obstante lo anterior, dada la necesidad de atraer nuevas inversiones y promover la competencia, el Ministerio de Economía, Fomento y reconstrucción promulgó una nueva Ley (Ley N° 20018) en junio de 2005 que liberaliza el precio de venta de energía a las empresas distribuidoras mediante un proceso de licitación de contratos de largo plazo. De esta forma, la Autoridad pretende atraer nuevos inversionistas dado el tamaño y plazo de los contratos.

Los aspectos generales de este nuevo marco legal, son los siguientes:

1. Las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.
2. Dichas licitaciones deberán ser públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Las ofertas serán de dominio público.
3. Las concesionarias podrán coordinarse para efectuar una licitación conjunta por la suma de los suministros individuales a contratar.
4. Las bases para llevar a cabo los procesos licitatorios, deben ser elaboradas por las propias empresas concesionarias y aprobadas por la Comisión nacional de Energía.

5. El período máximo de suministro se fija en 15 años.
6. Las fórmulas de indexación serán fijadas por la CNE en las bases.
7. El precio de la potencia será fijo por el período que dure el contrato, de acuerdo al decreto de precios de nudo vigente al momento de la licitación.
8. El precio techo para la licitación se fija en función del límite superior de la banda de precios libres, incrementado en un 20%. En caso de licitaciones desiertas, el Consejo Directivo de la CNE puede incrementar este límite hasta 15% adicional, de manera fundada.
9. Las empresas propietarias de medios de generación no convencionales tienen derecho a vender a las empresas de distribución, hasta el 5% de la demanda total destinada a clientes regulados.
10. Se establece un mecanismo de ajuste entre los precios promedio de cada distribuidora y el precio promedio del sistema, aceptando una banda del 5% como máxima desviación.
11. Los aspectos más específicos de las licitaciones deben ser incorporados en el Reglamento.

El consumo regulado equivale a casi el 60% de la demanda total de electricidad el cual está en vías de licitación en estos momentos. La gran mayoría de los contratos vigentes expiran antes del año 2011 y deben ser licitados con al menos tres años de anticipación. Estos consumos equivalen hoy a una facturación anual de alrededor de 1200 millones de dólares.

1.4 Sistema de Precios a nivel de Distribución de Electricidad

La recientemente promulgada modificación a la Ley de Servicios Eléctricos, entre otros aspectos, introdujo correcciones a nivel de la prestación de servicios de distribución con la finalidad de facilitar las condiciones de competencia en el suministro a clientes libres ubicados en zonas de concesión de las empresas distribuidoras y sometiendo a regulación de precios la prestación de servicios no tarifados que hasta ese momento que las empresas prestaban en forma monopólica.

Para comprender mejor el alcance y necesidad de la modificación al marco legal, a continuación primeramente se describen los servicios provistos por las empresas distribuidoras y se presenta los mecanismos de regulación de acceso y precios.

Las empresas concesionarias de servicio público de distribución prestan básicamente tres servicios: el transporte y comercialización de electricidad a consumidores dentro de su área de concesión; servicio de transporte a otras empresas que comercializan energía y potencia en el mercado que se encuentra dentro del área de concesión; y otros servicios, asociados tanto al uso de la infraestructura por terceros, como a servicios adicionales a los propios clientes de la distribuidora.

A continuación se realiza una descripción general del proceso productivo de los servicios prestados por las empresas concesionarias, destacando los cambios legales recientes introducidos por la Autoridad.

1.4.1 Distribución de electricidad:

La actividad principal de las empresas concesionarias es el transporte y comercialización a consumidores ubicados en su área de concesión. La distribuidora compra energía y potencia a las empresas generadoras, normalmente en distintos puntos del sistema de transmisión; transporta la energía a través de su propia red de distribución, y la vende a los clientes. El mercado que existe dentro del área de concesión puede estar compuesto por clientes de diverso tamaño. Pequeños, definidos como aquellos que presentan una demanda menor a 2000 kW¹, y para los cuales el precio y la calidad de suministro son regulados; y grandes, definidos como aquellos con una demanda igual o superior a 2000 kW, que no son exclusivos de las empresas distribuidoras, ya que pueden contratar su suministro con empresas generadoras, a precio libre.

Los procesos sustantivos o principales que se identifican en la distribución eléctrica, son los siguientes:

Desde el punto de vista físico, el proceso de distribución consiste en:

- a) Retirar la energía desde las subestaciones reductoras del sistema de transmisión o subtransmisión, ubicadas generalmente próximas a las zonas de concesión de distribución y transportarla a las subestaciones primarias de distribución, donde se reduce el voltaje a nivel de alta tensión de distribución.
- b) Distribuir la energía al interior de los sectores de consumo a través de líneas denominadas alimentadores de alta tensión, para el suministro a subestaciones particulares de los clientes y transformadores de distribución, que reducen el voltaje a niveles de baja tensión de distribución;
- c) Distribuir la energía mediante redes de baja tensión y entregarla en los puntos de conexión de los clientes finales, denominados empalmes. Este proceso tiene subprocesos dentro de los que se destacan la operación de redes y subestaciones por una parte, y su mantenimiento. Desde el punto de la administración del negocio, la actividad de distribución de la concesionaria incluye también la comercialización.
- d) Comercialización, que consiste en la compra y venta de bloques de energía y potencia. Las compras se realizan a una o más empresas generadoras conectadas al sistema interconectado y las ventas se realizan a clientes libres y regulados conectados a las líneas de alta y baja tensión de distribución. Este proceso lleva asociados subprocesos, dentro de los cuales es importante destacar los siguientes:
 - Compras de Energía y Potencia
 - Identificación del mercado y ventas
 - Facturación y Cobranza
 - Atención comercial a clientes

¹ La Ley 19940 amplió la calidad de cliente libre a contar de los 500 kW de capacidad instalada, cuya calidad es optativa por parte de dichos clientes.

Dentro de los procesos de apoyo asociados a la distribución, se puede destacar, por ejemplo, los siguientes:

- Administración: Este proceso tiene por objetivo el proporcionar eficientemente los recursos que requieren los procesos de línea, tales como la gestión de los recursos humanos, sean éstos propios o externos, las adquisiciones, bodegajes, informática y servicios generales.
- Contabilidad y Finanzas: Corresponde al servicio de contabilidad y activos, financiamiento, así como las relaciones con los organismos rectores tributarios (SII) y de sociedad anónima (SVS).
- Ingeniería y Construcción: Como su nombre lo indica, este proceso corresponde a la labor de diseño y construcción de las instalaciones de distribución. Esta labor generalmente es externalizada de la empresa y sus costos son activables.
- Planificación: Dado que la naturaleza del servicio de distribución es de crecimiento continuo y vegetativo, es necesario planificar y proyectar las necesidades de infraestructura permanentemente con la finalidad de que la oferta esté siempre antes que la demanda.
- Soporte Jurídico: Corresponde a la función de apoyo legal para la gestión de concesiones, servidumbres, litigios y relaciones con las autoridades administrativas y judiciales.

La fijación de precios de distribución no ha cambiado desde el origen de la Ley. El proceso se realiza cada cuatro años, y es iniciado con la promulgación de las Bases para la realización de los Estudios de valor Agregado de Distribución (VAD), a las cuales deben ajustarse los estudios que realicen los consultores de las empresas y de la CNE. Estos estudios se realizan para cada una de las empresas modelos contenidas en Areas típicas de Distribución definidas por la Comisión, en las cuales se agrupa a la totalidad de las empresas concesionarias que poseen valores agregados de distribución similares. Una vez finalizados los estudios, si no hay acuerdo entre la CNE y las empresas respecto a los resultados de los estudios, éstos se ponderan en la proporción 2/3 para la CNE y 1/3 para las empresas. Con los VAD ponderados, la Comisión estructura las tarifas a público adicionándoles los precios de nudo (precios regulados a nivel de generación transmisión) y definiendo diversas opciones tarifarias de acuerdo al uso de la potencia.

Si bien el proceso de resolución de diferencias entre los VAD de la CNE y las empresas genera incentivos perversos que tienden a obtener marcadas diferencias entre los estudios, permanentemente han surgido ideas de perfeccionar la Ley en sentido de someter las discrepancias a la resolución de un panel de expertos, hasta el momento estas indicaciones no se han presentado en ningún proyecto de Ley.

1.4.2 Servicios Asociados al suministro de electricidad

El artículo único de la Ley N° 19.674 de fecha 19 de abril de 2000, que modificó los artículos 2° y 90° e introdujo el artículo 107° bis a la Ley General de Servicios Eléctricos, estableció el régimen de fijación de precios aquellos servicios, que mediante resolución la Comisión Resolutiva de la Comisión Antimonopolios, dictada a solicitud de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), o de cualquier interesado, sean expresamente calificados como sujetos a fijación de precios, en consideración a que las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria.

La misma modificación estableció mediante artículo transitorio, que la SEC realizara la primera solicitud, dando así origen al expediente que desarrolló la Comisión Resolutiva y en la que entre otros, fueron consultados la Fiscalía Nacional Económica (FNE); la SEC; la Comisión Nacional de Energía (CNE); y empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras de electricidad. Como resultado, la CR dictó su Resolución N° 592, de fecha 21 de marzo de 2001, en la cual se establece una lista de 25 servicios que conforme lo señalado, deberán ser sometidos a fijación de precios.

Como servicios asociados al suministro de energía y potencia que realizan las empresas distribuidoras, se identificaron algunas atenciones realizadas en los empalmes y medidores de los clientes y que no consisten en la venta de energía, pero que comúnmente se prestan en forma asociada a ésta, tales como instalación y retiro de empalmes, arriendo de empalmes y medidores y otros que se listan más adelante. También se han catalogado como servicios asociados las prestaciones a usuarios distintos a los consumidores de electricidad, como el apoyo de cables de telecomunicaciones en la infraestructura eléctrica. Un número de estos servicios asociados al servicio de distribución eléctrica han sido expresamente calificados como sujetos a fijación de precios, en consideración a que las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria. Efectivamente, en la prestación de estos servicios, las empresas concesionarias de distribución generalmente poseen ventajas comparativas y muchas veces exclusividad.

Dentro de los servicios asociados a los empalmes de clientes, se identifican los siguientes:

- Ejecución o Instalación
- Retiro o desmantelamiento
- Corte o Reposición de servicio
- Conexión o Desconexión de empalme o alumbrado público
- Arriendo
- Aumento de Capacidad

Los servicios asociados a medidores son los siguientes:

- Arriendo
- Mantenimiento de medidor de propiedad del cliente
- Instalación o retiro
- Cambio o Reemplazo
- Verificación de Lectura
- Verificación de lectura en terreno
- Verificación de lectura en laboratorio

También existen servicios asociados al alumbrado público, como los siguientes:

- Instalación y Cambio de AP adosado a postes de la empresa distribuidora
- Mantenimiento de AP adosado a postes de la empresa distribuidora
- Atención de emergencias

Los servicios asociados a atenciones adicionales solicitadas por los clientes, como los siguientes:

- Certificados de deuda o consumo
- Copia de Factura legalizada o duplicado de boleta
- Pago de la cuenta Fuera de Plazo
- Envío de factura a dirección especial
- Conexión o desconexión de subestaciones particulares

Servicios por el uso compartido de Instalaciones:

- Apoyo en postes de usuarios de telecomunicaciones

Otros servicios asociados:

- Inspección de Suministro
- Revisión y aprobación de planos y proyectos

El servicio de Transporte de energía de terceros a cambio de peajes también se encuentra dentro de esta lista de servicios a regular, sin embargo, su descripción y alcances de la regulación de precios la Autoridad le dedicó un procedimiento independiente al resto de los servicios, y que se describe a continuación.

Conforme a la Ley, la determinación de los costos de los servicios asociados de distribución se determina cuatrienalmente y con ocasión de la fijación de los VAD. El cálculo se realiza para las mismas empresas modelo del VAD y en las mismas Áreas Típicas de Distribución.

A la fecha de este informe, se ha fijado en una oportunidad los precios de los servicios asociados y está en discusión administrativa y legal el segundo proceso de fijación.

1.4.3 Transporte de energía de terceros a cambio de peajes.

La existencia de economías de escala en los sistemas de distribución, determina que es económicamente ineficiente la superposición de redes de distribución en una misma zona de concesión. Esta situación caracteriza a los sistemas de distribución como monopolios naturales, ya que es socialmente ineficiente que se constituya más de un operador con instalaciones paralelas compartiendo además un mismo espacio urbano.

No obstante lo anterior, y si bien se justifica la existencia de redes únicas, el servicio de comercialización de energía no necesita ser exclusivo de las empresas distribuidoras; en particular, el suministro de energía a grandes clientes, capaces de negociar en forma efectiva sus compras de energía, no requiere someterse a regulación de precios; así, los grandes consumidores dentro de una zona de concesión pueden contratar su suministro directamente con empresas generadoras, en la medida en que las redes estén regidas por un sistema de libre acceso

para distintos comercializadores. De esta manera, la evolución del marco legal ha propendido gradualmente a la creación de un mercado competitivo para la comercialización a grandes clientes. En efecto, la Ley Corta I se dejó abierto que los clientes regulados de entre 2000 kW y 500 kW pueden optar por ser abastecidos por un comercializador distinto del distribuidor; también se previó que mediante disposición reglamentaria se puede reducir el límite de 500 kW, de manera que en el futuro, sin modificación legal puede ampliarse el mercado potencial al que podrán acceder los comercializadores.

Así, la empresa distribuidora presta el servicio de transporte a otros comercializadores que venden energía a clientes dentro de su área de concesión; a cambio, están facultadas para cobrar un peaje, que cubre el costo de transporte en forma equivalente al asignado a los clientes propios de la distribuidora. De esta forma, el pago de peaje, hace indiferente para una empresa distribuidora el suministro a clientes propios o de terceros.

Si bien en mayo de 2005 se fija el primer decreto de peajes de distribución², éstos no están plenamente aplicables por cuanto aún se encuentra en proceso los estudios y fijación de precios de los peajes de subtransmisión, de forma tal que aún no es posible concluir si con esta reforma se ha efectivamente dinamizado el mercado de contratos a clientes libres ubicados dentro de la zona de concesión de las empresas distribuidoras.

² Decreto N° 99 del 12 de mayo de 2005, modificado por el decreto N° 188 del 23 de julio de 2005.

2 Subsector Gas Natural

La exploración y explotación de los yacimientos de petróleo y gas natural en Chile son delegados por el Estado a la Empresa Nacional de Petróleos (ENAP), o bien entidades privadas o mixtas mediante concesiones o bien contratos de operación delegada. La ENAP es una empresa estatal que puede operar individualmente o bajo asociación con empresas privadas.

La producción de petróleo y gas natural en Chile cubre alrededor del 10% de la demanda total del país, el 90% restante se abastece mediante importaciones provenientes principalmente de Argentina (77%) y de otros países como Brasil, Perú y Nigeria.

Tanto el transporte de gas como la distribución operan bajo el régimen de concesiones reguladas por el Estado, las cuales son no exclusivas. Por el Norte de Chile existen dos interconexiones con la Provincia de Salta en Argentina: el gasoducto Norandino y el gasoducto de Atacama, las cuales están destinados para el abastecimiento de tres empresas eléctricas del SING y algunos consumos mineros. En la zona central del país se encuentran los gasoductos Gasandes, que abastece principalmente a centrales generadoras de electricidad y al consumo industrial y doméstico de la zona metropolitana (Santiago), y gasoducto del Pacífico ubicado en la VIII Región que interconecta a la ciudad de Concepción con la cuenca de Neuquén en Argentina. En la zona Austral, provincia de Magallanes, no obstante ENAP posee sus propios pozos, existen tres interconexiones con Argentina destinadas principalmente para la importación de GN para la producción de metanol.

La distribución de gas natural requiere por lo general de una concesión de distribución de gas para la construcción y operación, la cual es de plazo indefinido. Actualmente existen redes de distribución de GN en las regiones: V, Región Metropolitana, VIII y XII.

2.1 Política de Precios

En general, a contar de 1978, existe libertad de precios para el gas natural en Chile, con excepción de la XII región donde existe un único productor y distribuidor (ENAP) y cuyo costo es significativamente más bajo que otros sustitutos. En todo caso los precios aplicados por las distribuidoras deben ser transparentes y no discriminatorios.

No obstante lo anterior, la Ley³ contempla disposiciones que permiten regular los precios a usuarios de bajo consumo en caso de detectarse posibles situaciones de ganancias monopólicas, calificadas como tales por la Comisión Resolutiva Antimonopolios, y en todo caso apelables por las empresas a la Corte Suprema de Justicia.

Para la interconexión de gas con Argentina se establecieron protocolos adicionales al acuerdo de complementación económica a través del Decreto N° 1187 de 1995, que establecen normas para la interconexión gasífera y el suministro de gas natural, así como normas de comercialización,

³ Ley N° 18.856 de 1989 que modifica la Ley N° 323 de 1931 (Ley de Servicios de Gas).

explotación y transporte de Hidrocarburos Líquidos, Petróleo Crudo, Gas Licuado, y Productos Líquidos Derivados del Petróleo y del Gas Natural.

La concesión de transporte de gas otorga al concesionario el derecho a imponer servidumbres y la obligación a transportar gas de otros usuarios mientras sus instalaciones posean capacidad disponible, cuyos precios al igual que los de suministro son pactados bajo negociación entre las partes, respetando el principio de no discriminación respecto de los consumidores afectados. Los precios o tarifas y demás cargos que se apliquen en el territorio de una de las Partes a los servicios de transporte comprendidos en el Protocolo de interconexión, no incluyen recuperación de costos y/o gastos económicos y/o financieros y/o beneficios de ninguna naturaleza imputables al sistema de transporte emplazado en el territorio de la otra Parte.

2.2 Diversificación de la Matriz Energética

Producto de los recortes en el suministro de gas natural que ha sufrido Chile debido a las restricciones en la producción de Argentina, la CNE ha elaborado una propuesta de diversificación de la matriz energética para no depender del abastecimiento de gas natural argentino y de futuras sequías.

La propuesta de Gobierno consiste en construir una planta de re-gasificación de gas licuado, encabezado por ENAP, invertir en proyectos de energías renovables- principalmente fuentes geotérmicas -, elaborar un Plan de Obras de generación de electricidad que brinde más seguridad, garantizar una transparencia regulatoria, e incentivar la competencia en el mercado libre.

En febrero de 2006, la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), la empresa transportista de gas METROGAS y la empresa eléctrica ENDESA han adjudicado la construcción, operación y suministro de GNL a la empresa British Gas, aún cuando no se han sumado a este desarrollo otras dos importantes empresas generadoras del SIC como AES Gener y COLBUN. El proyecto contempla la instalación de la planta re-gasificadora en la localidad de Quintero, ubicada en el litoral central del país, cuya entrada en operación se estima para el segundo semestre del año 2009.