

---

**S** recursos naturales e infraestructura

**S**ostenibilidad y seguridad  
de abastecimiento eléctrico:  
estudio de caso sobre Chile con  
posterioridad a la Ley 20.018

Pedro Maldonado  
Benjamín Herrera



NACIONES UNIDAS



**División de Recursos Naturales e  
Infraestructura**

Santiago de Chile, enero de 2007

Este documento fue preparado por Pedro Maldonado G., consultor con la colaboración del ingeniero Benjamín Herrera V. y ha sido coordinado por los señores Hugo Altomonte y Fernando Sánchez-Albavera de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización.

---

Publicación de las Naciones Unidas

ISSN impreso 1680-9017

ISSN electrónico 1680-9025

ISBN: 978-92-1-323018-3

LC/L.2661-P

Nº de venta: S.07.II.G.12

Copyright © Naciones Unidas, enero de 2007. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

---

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N. Y. 10017, Estados Unidos. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

## Índice

---

<b>Resumen</b> .....	5
<b>I. Introducción</b> .....	9
1. La reforma del sector eléctrico en Chile .....	9
2. Principales actores.....	11
<b>II. La crisis y el inicio del proceso de cambios al DFL N° 1</b> .....	13
1. La vulnerabilidad del sistema.....	14
2. Problemas e insuficiencias regulatorias .....	15
3. Calidad de servicio .....	19
4. Primeras respuestas a la crisis de abastecimiento de los años 1998-1999 .....	23
<b>III. Las leyes 19.940 y 20.018</b> .....	25
1. La ley 19.940 o ley corta 1 .....	25
2. Ley 20.018.....	30
<b>IV. Resultados de las leyes cortas I y II</b> .....	35
1. Inversiones en generación y transmisión.....	36
2. Licitaciones de distribuidoras .....	39
3. Resolución de conflictos` .....	42
4. Inserción de ERNC a la matriz energética .....	43
<b>V. Conclusiones</b> .....	47
<b>Bibliografía</b> .....	49
<b>Anexo</b> .....	51
<b>Serie Recursos naturales e infraestructura: (números publicados</b> .....	57

## Índice de cuadros

Cuadro 1	Resultado del llamado hecho por la CNE a invertir en generación. Año 2004 .....	37
Cuadro 2	Resumen de obras de los sistemas de transmisión y transformación.....	39
Cuadro 3	Obras recomendadas para los sistemas de transmisión.....	39
Cuadro 4	Cupo del 5% de la oferta de licitación para ERNC por distribuidora para el año 2010 .....	43
Cuadro 5	Centrales operando el año 2005 calificables como ERNC según el artículo 71-7 ....	44

## Índice de recuadros

Recuadro 1	Resumen del informe de la comisión especial de la Cámara de Diputados: causas que motivaron el racionamiento de energía eléctrica en el país.....	16
Recuadro 2	Respuesta a los problemas de fallas del sistema: los relés de frecuencia y el desprendimiento de carga.....	20
Recuadro 3	Multas impuestas por la SEC debido al incumplimiento de exigencias de la calidad del servicio eléctrico.....	23
Recuadro 4	Mecanismos de ajuste de los precios de nudo .....	32
Recuadro 5	Proyecto de Ley para reforzar el fomento a las ERNC.....	45

## Índice de gráficos

Gráfico 1	Demanda máxima. Potencia instalada y firme en el SIC (MW) .....	14
Gráfico 2	Generación mensual por tipo de aportes .....	15
Gráfico 3	Precios de nudo de energía y potencia, nudo Alto Jahuel 220 Kv. Octubre 1982-Abril 2006 .....	18
Gráfico 4	Número de fallas en el SING, años 1987-2005.....	21
Gráfico 5	El DFL N° 1 y sus principales modificaciones.....	24
Gráfico 6	Restricción diaria de gas natural proveniente de Argentina. Información agregada para el SIC y el SING con respecto a igual fecha del año anterior .....	33
Gráfico 7	Ventas reales y esperadas en el SIC.....	36
Gráfico 8	Proyección de los proyectos de generación en el SIC.....	37
Gráfico 9	Energía licitada por distribuidoras en el SIC, año 2006 .....	40
Gráfico 10	Proyección de demanda en el mercado regulado y energía licitada en el 2006.....	41
Gráfico 11	Vencimiento de contratos de suministro de las distribuidoras .....	42

---

## Resumen

---

Las modificaciones a la legislación eléctrica vigente hasta el año 2004, las leyes 19.940 y 20.018, si bien surgen durante y como resultado de la crisis de abastecimiento del gas natural, tienen su origen en las deficiencias e indefiniciones del Decreto con Fuerza de Ley 1 que regía el funcionamiento del sector eléctrico desde el año 1982. Los problemas regulatorios quedaron al descubierto durante la crisis de abastecimiento en los años 1998-1999.

La mayoría de estas deficiencias tenían su origen en el acelerado proceso de reforma del sector, proceso que enfatizó la privatización del sector y generó condiciones económicas muy favorables para los nuevos empresarios del sector, ignorando los derechos de los usuarios, la visión de largo plazo en el desarrollo del sector, y que redujo al mínimo el rol y el poder político de los entes reguladores y fiscalizadores. El proceso privatizador dio origen a un sector eléctrico altamente concentrado, lo que explica, en parte importante, las deficiencias en el funcionamiento del sector y, probablemente, las debilidades de los entes regulatorios y fiscalizadores para ejercer sus funciones.

Efectivamente, es durante la crisis de 1998-1999 que se hacen patentes las deficiencias regulatorias y fiscalizadoras, las que se traducen en barreras significativas a la competencia, incluida la entrada de nuevos actores al mercado, la debilidad de los entes responsables de liderar el desarrollo del sector y de fiscalizar las normativas existentes (existiendo evidencias de captura del regulador), las dificultades para superar las controversias entre los principales actores, las que se eternizan en el ámbito judicial, la falta de inversión

y vulnerabilidad del abastecimiento eléctrico, los problemas de confiabilidad y calidad de servicio y la indefensión en que se encontraban los usuarios, especialmente los regulados.

La ley 19940 apuntó a resolver parte de los problemas mencionados; en efecto, la regulación de los sistemas de transmisión tuvo por objeto agilizar la inversión en la expansión del sistema para reducir la congestión y facilitar la expansión de la generación, la definición de los peajes de distribución apuntó a eliminar la discrecionalidad en el compro de los servicios de transporte al interior de las áreas de concesión de las distribuidoras y facilitar la competencia en el abastecimiento a los clientes libres localizados en dichas áreas de concesión. El reducir el límite para poder negociar los contratos de 2.000 kW a 500 kW, pretendió favorecer la competencia en el aprovisionamiento a los usuarios industriales y comerciales.

La creación y funcionamiento del Panel de Expertos tenía por objeto reducir y, ojalá, eliminar las controversias derivadas de la interpretación de aspectos insuficientemente definidos en la normativa vigente a la fecha, las que terminaban en tribunales y, en muchos casos, cuando los asuntos se definían, en resultados insatisfactorios para ambas partes.

Particularmente importante fue el expresar la voluntad de regular los servicios complementarios como una forma de mejorar la confiabilidad y calidad del abastecimiento eléctrico, esfuerzo que, para dar los resultados esperados, deberá completarse con la dictación de los reglamentos correspondientes.

Por último, la reducción de la banda entre los precios libres y regulados de  $\pm 10\%$  a  $\pm 5\%$  permite reducir las fluctuaciones de los precios, como efectivamente a ocurrido en las últimas fijaciones de precios de nudos.

Por su parte, la ley 20.018 estableció el mecanismo de las licitaciones para suministro a las distribuidoras como una manera de enfrentar la reticencia a acordar contratos de abastecimiento a todo evento, como exige el artículo 99 bis. Mediante el mecanismo, no sólo se pretendió asegurar el suministro de las distribuidoras sino que también generar competencia en el sector generación, al promover la entrada de empresas no existentes en el mercado nacional, ofreciéndoles un volumen atractivo de ventas (las licitaciones admiten que se sume la demanda de varias distribuidoras y cooperativas). La licitación, al definir un horizonte prolongado, en la práctica, 10 años, asegura la estabilidad de precios para las distribuidoras y la estabilidad de ingresos para el proveedor. Por último, las bases contemplan la posibilidad de precios claramente superiores a los precios de nudo, en el caso que la licitación se declare desierta, lo que constituye un incentivo adicional para los generadores.

Se incorporó en la legislación, una exigencia de informar respecto de las condiciones de los contratos libres, lo que no sólo posibilita una mayor transparencia en un mercado que no se caracterizaba por esta condición, sino que trasparenta el ejercicio de fijación de los precios de nudo y de las bases de las licitaciones para el suministro de las distribuidoras.

La ley 20.018, refuerza el principio de suministro a todo evento, artículo 99 bis, al incorporar en el proceso de fijación del precio de nudo el riesgo de la restricción del abastecimiento del gas natural, lo que constituye un incentivo adicional para el generador.

La nueva legislación contempla la posibilidad del establecimiento de acuerdos entre los usuarios y el proveedor, que incentiven la reducción del consumo de los usuarios cuando existe un déficit de oferta y un incremento del consumo, cuando hay un superávit de oferta. Si bien se ha tratado de mostrar esta modificación de la legislación como un incentivo al uso eficiente de la energía, ella más bien constituye una forma consentida de racionamiento. En efecto, terminado el período de restricción, el consumo vuelve a la situación inicial, ya que no supone inversiones que le den permanencia al cambio.

Por último, uno de los aspectos más destacados por la autoridad son las garantías otorgadas a los medios de generación que utilizan energías renovables no convencionales. Fundamentalmente, se les exime del pago total de peaje en la red troncal a los proyectos cuya potencia es igual e inferior a 9 MW y se eximen parcialmente de este pago los generadores cuya potencia se encuentra comprendida entre 9 MW y 20 MW. Además, la legislación otorga a los generadores basados en las fuentes ERNC, el derecho de suministrar el 5% de la energía en el mercado regulado a través de las licitaciones y lo que es muy importante les da acceso al mercado spot.

# I. Introducción

---

## 1. La reforma del sector eléctrico en Chile

A inicios de los años ochenta se inicia en Chile la reforma del sector energía y, muy especialmente, del subsector eléctrico, época en que la mayoría de los países de la región vivía una crisis de sus sistemas energéticos, vinculada en algunos casos al *shock* petrolero de los años setenta y en la casi generalidad de ellos a graves problemas financieros, técnicos y de administración. Dichos problemas se vinculaban con los precios definidos políticamente y con el manejo inadecuado de las empresas por parte de administradores no sujetos a control de su gestión financiera y administrativa.

Si bien en Chile esta situación no se presentaba en igual forma —tanto la gestión técnica como administrativa era claramente más profesional— los cambios en el modelo económico, llevados a cabo en esos años, no podían ignorar el sistema energético. En este caso, la reforma se realizó por etapas; iniciándose con la creación de un ente regulador<sup>1</sup> (la Comisión Nacional de Energía) y un ente fiscalizador (la Superintendencia de Electricidad y Combustibles), a continuación se definió un sistema de precios que contemplaba la responsabilidad comercial de las empresas del sector y que cubría todos sus costos (1981), luego vino la subdivisión y corporatización de las empresas, para facilitar su privatización, la desintegración vertical y parcialmente horizontal del sistema y, por último, la privatización del sistema (1989).

---

<sup>1</sup> A quien se asignó el rol de privatizar el sector y definir el esquema de precios, siendo menos relevante su función de establecer un marco regulatorio que tuviese en cuenta la solución independiente y transparente de posibles controversias y minimizará las incertidumbres que podrían afectar a los nuevos actores.

El proceso descrito tenía por objeto: la privatización y mejora de la eficiencia del sistema en un contexto de subsidiaridad del Estado; el establecimiento de un marco regulatorio independiente y neutral; una política de precios “reales”; el desarrollo de la competencia en los segmentos donde ella era posible; y la promoción de las inversiones.

El marco normativo del sector eléctrico lo define la Ley General de Servicios Eléctricos DFL N° 1 del 13 de septiembre de 1982 y su respectivo reglamento,<sup>2</sup> el que recién se dio a la luz pública en 1998, los que establecen, entre otros objetivos, los siguientes:

- La separación de los segmentos de generación, transmisión y distribución.
  - Generación: Se pretendía crear un mercado competitivo de precios libres entre generadores para cumplir contratos con grandes clientes (en adelante “clientes libres”) y un mercado con precios regulados entre generadores y distribuidoras.
  - Transmisión: Si bien este segmento fue reconocido como monopolio natural, el marco regulatorio establecía que debía operar en un esquema privatizado donde quienes pagaban, en última instancia, por las instalaciones y los costos del transporte de electricidad eran los usuarios de éstas, asegurándole al transmisor un adecuado retorno por sus inversiones. En la práctica el valor del peaje lo decidía el dueño en forma bastante unilateral
  - Distribución: Se estableció un mecanismo de incentivos a través de una empresa modelo, mediante el cual se fija el valor agregado de distribución (VAD) que es el que remunera a las distribuidoras, a este valor se suman los precios de nudo, definidos a nivel de generación y transmisión, para establecer lo que finalmente deben pagar los clientes regulados.
- Operación eficiente del sistema.
  - Despacho de centrales según costo marginal, minimizando el costo total del sistema. Los generadores deben declarar sus costos de operación y su disponibilidad, antecedentes que se utilizan para que el Centro Económico de Despacho de Carga (CDEC) de cada sistema despache las centrales al costo marginal o precio spot, en cada hora. En el Sistema Interconectado Central (SIC) el costo marginal del sistema está fuertemente influenciado por el costo de oportunidad del agua, necesaria para cubrir la demanda en un momento determinado. Si el sistema se encuentra en una situación de sequía extrema el precio spot toma el valor del costo de falla.
- Plan indicativo de obras para la expansión del segmento de generación.
  - La Comisión Nacional de Energía (CNE) establece un Plan de Obras para la expansión del sistema eléctrico nacional, a partir de los proyectos presentados por las empresas privadas o en base a centrales que respondan a los requerimientos de la demanda y que además cumplan con las exigencias de eficiencia económica. La CNE recurre a un modelo de optimización que determina la fecha de la entrada de las centrales y el costo de abastecimiento (precio de nudo). El plan es sólo indicativo e incumplirlo no tiene sanción alguna.

---

<sup>2</sup> Decreto Supremo N° 6 de 1985.

## 2. Principales actores

El marco normativo reconoce los siguientes actores:

**El regulador:** Representado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), creada en 1978 por la ley 2.224. La CNE está dirigida por un consejo de ministros vinculados a su accionar, presidido por un Ministro-Presidente, que puede ser exclusivamente de Energía o ser Ministro además de otra cartera, por ejemplo Economía o Minería. La CNE es administrada por su Secretario Ejecutivo y se encarga de elaborar y proponer las políticas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector a través de leyes, reglamentos y normas técnicas.<sup>3</sup>

**El fiscalizador:** Cumplen este rol la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y los órganos antimonopolios como la Fiscalía Nacional Económica y el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

La SEC, creada en 1985 por la ley 18.410, depende del Ministerio de Economía y tiene por rol fiscalizar la calidad del servicio, entregar concesiones y atender los reclamos de los usuarios (sólo los clientes regulados).<sup>4</sup>

La Fiscalía Nacional Económica es un Servicio Público, regido por el Decreto Ley N° 211 de 1973 y sus modificaciones,<sup>5</sup> descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, encargado de promover y velar por la libre competencia. Para ello el Fiscal, cargo independiente y de la exclusiva confianza del Presidente de la República, deberá investigar todo hecho que tienda a impedir la competencia económica en los mercados y, cuando lo estime conveniente, someter el resultado de sus investigaciones al conocimiento del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia es un órgano jurisdiccional especial e independiente, sujeto a la superintendencia directiva, correccional y económica de la Corte Suprema, su función es prevenir, corregir y sancionar los atentados a la libre competencia.

Además, en este mercado juegan un rol fundamental, como es lógico, los proveedores de los servicios: generadores, transmisores y distribuidores y los consumidores. Sus funciones no requieren mayor explicación, ya que su denominación es autoexplicativa.

---

<sup>3</sup> Las debilidades del órgano regulador no son necesariamente asignables a su estructura orgánica sino a la falta de voluntad política de los sucesivos gobiernos por establecer políticas energéticas proactivas, limitándose su accionar, en parte importante, a la determinación del precio de nudo, delegando el liderazgo del sector en manos del mercado.

<sup>4</sup> La SEC debió realizar sus funciones con recursos exiguos, poderes limitados y sin un suficiente soporte político.

<sup>5</sup> El texto del Decreto Ley N° 211 ha sido fundido con las modificaciones del Decreto Supremo N° 511 de 1980, por las Leyes N.° 18.118 de 1982, N° 19.336 de 1994, N.° 19.610 de 1999, N.° 19.806 de 2002 y la N° 19.911 de noviembre de 2003.

## II. La crisis y el inicio del proceso de cambios al DFL N° 1

---

En los años 1998 y 1999 el sistema sufrió una crisis que no tenía precedentes en las últimas décadas<sup>6</sup> y si bien nadie puede negar la importancia de la sequía que ocurrió en esos años, ella puso en cuestionamiento el funcionamiento del sistema eléctrico chileno, desmintiendo el carácter de paradigmático, a nivel de la región latinoamericana, que muchos le asignaban. Las deficiencias del sistema se explican por ambigüedades o imprecisiones que se originan al momento de establecer el marco regulatorio y que tienen que ver con la presión por privatizar el sistema sin disponer de una normativa que respondiera a las distintas alternativas posibles y esperables, a ello se agregan las debilidades de los entes regulador y fiscalizador para ejercer plenamente sus atribuciones, el manejo del sistema al límite de su capacidad y, no menos importante, la carencia de reglamentos, lo que hacía inoperante la legislación eléctrica.

Algunas señales de alarma, no atendidas por la autoridad con la importancia requerida, constituyeron un pre-aviso de la crisis, entre otras: a) algunas de las centrales que se instalaron en la época arrastraron su puesta en servicio por períodos superiores a los normales (Pehuenche, Nueva Renca, Nehuenco, por ejemplo), b) fallas de la central San Isidro,<sup>7</sup> c) interrupciones prolongadas del servicio tanto en el SIC como en el SING, d) limitaciones a ejercer el derecho de clientes libres (un caso paradigmático fue el del METRO S.A.,

---

<sup>6</sup> Excepto los efectos sobre el sistema de la sequía de 1968.

<sup>7</sup> El 31 de Octubre de 1998 se informa de fallas en la caldera, inmediatamente después de su inauguración, Lissette Araos, Diario Financiero, 1998.

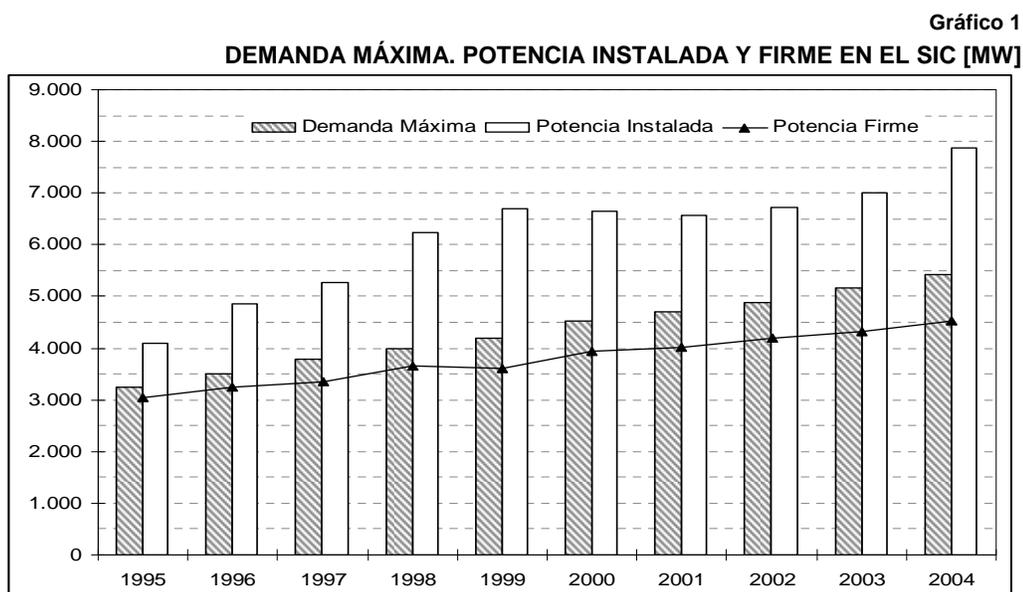
donde se usaron los peajes en litigio como mecanismo para evitar la competitividad), e) consumidores no compensados por fallas en el abastecimiento, f) vulnerabilidad del sistema de transmisión (entre otras, con una sola línea entre Ancoa y Alto Jahuel).

Sin pretender ser exhaustivos en relación a las causas que profundizaron y prolongaron la crisis, debido a que existe suficiente literatura al respecto,<sup>8</sup> cabe señalar, a grandes rasgos, que ésta se agravó debido a la disminución de las reservas del Lago Laja y otros embalses, la demora excesiva en decretar racionamiento por parte de la autoridad.

También contribuyó la insuficiente inversión, debido, muy probablemente a: a) que los actores presentes en el mercado apostaron a mantener la capacidad del sistema al límite (nunca hubo compensaciones a los que sufrieron esta política); b) las incertidumbres regulatorias que frenaron la entrada de nuevos actores; c) que los precios presentaron durante varios años una tendencia manifiesta a la baja; d) conflictos en el CDEC-SIC por la valorización de los intercambios de energía y rechazo al decreto de racionamiento; e) la no compensación a los usuarios finales por desabastecimiento y f) problemas regulatorios de diverso tipo. En forma somera, pero específica, conviene destacar los puntos que se señalan a continuación.

## 1. La vulnerabilidad del sistema

La creciente vulnerabilidad del sistema; que se mantiene hasta la fecha, se generó no sólo de un abastecimiento errático de gas natural, que se inicia a partir del año 2004, sino que de un freno a la inversión, especialmente en el SIC (véase gráfico 1). En él, se contrasta el crecimiento de la potencia firme con el incremento de la demanda máxima, la diferencia entre ambas curvas revelaría un potencial desabastecimiento, el que se agrava en los últimos años, a pesar del aumento de la potencia instalada a final del período analizado, debido, fundamentalmente, a la puesta en marcha de la central Ralco.

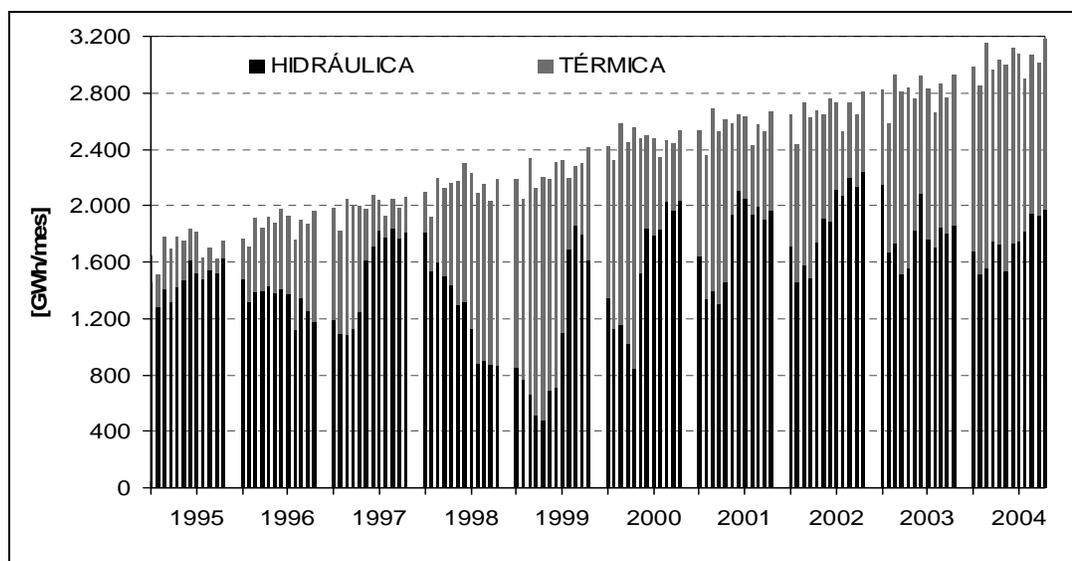


Fuente: CDEC – SIC

<sup>8</sup> Entre otros, P. Maldonado, R. Palma "Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur", División de Recursos Naturales e Infraestructura, Serie 72, CEPAL, Santiago de Chile, julio de 2004 y Patricio Rozas, "La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria", División de Recursos Naturales e Infraestructura, Serie 75, CEPAL, Santiago de Chile, diciembre de 1999.

Por otra parte, a la insuficiente inversión se agrega una reducida diversificación de fuentes, lo que se expresaba, en los años previos a la crisis del SIC, por una fuerte dependencia de los recursos hidroeléctricos, lo que impidió sostener el abastecimiento eléctrico en un momento de sequía extrema. Durante los años de la crisis, 1998-1999, el SIC debió recurrir a centrales térmicas prácticamente fuera de servicio hasta esa fecha, en los años recientes del período analizado, el sistema presentó un cierto equilibrio debido a la introducción del gas natural (véase gráfico 2).

**Gráfico 2**  
**GENERACIÓN MENSUAL POR TIPO DE APORTES**  
(GWh/mes)



Fuente: CDEC – SIC

## 2. Problemas e insuficiencias regulatorias

A lo anterior, se agregaron problemas regulatorios que imposibilitaron responder rápidamente a los desafíos de la crisis de abastecimiento. En este contexto quedaron en evidencia problemas de tipo general, de generación, de transmisión y distribución.

### 2.1 Problemas regulatorios de tipo general

Los conflictos entre empresas eléctricas, debido a indefiniciones regulatorias, tuvieron como salida resoluciones judiciales, lo que extendió excesivamente los conflictos, conflictos en que influyó, además, una definición clara respecto del reconocimiento de la situación de racionamiento,<sup>9</sup> también afectó a la profundidad de la crisis, la debilidad del regulador y fiscalizador, expresada tanto en la dificultad para acceder a la información requerida como de aplicar adecuadamente las normativas,<sup>10</sup> y por último, el eje del modelo estaba centrado en la minimización del costo de generación desde una perspectiva de corto plazo.

<sup>9</sup> La resistencia a reconocer la situación de racionamiento por parte de las empresas deficitarias tiene que ver con el precio que debían pagar a las empresas excedentarias por la energía requerida para cumplir con sus compromisos contractuales.

<sup>10</sup> Lo que fuera reconocido a la fecha por el Ministro de Energía Oscar Landerretche, la Secretaria Ejecutiva de la CNE, Sra. María Isabel González y el Sr. Juan Pablo Lorenzini, Superintendente de la SEC.

El recuadro 1 resume los principales elementos del informe de la Comisión especial de la Cámara de Diputados, constituida para analizar la crisis eléctrica y definir las responsabilidades de los distintos actores.

**Recuadro 1**

**RESUMEN DEL INFORME DE LA COMISIÓN ESPECIAL DE LA CÁMARA DE DIPUTADO:  
CAUSAS QUE MOTIVARON EL RACIONAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PAÍS**

El racionamiento eléctrico decretado por la falta de suministro de energía eléctrica del sistema interconectado central se fundamenta en las siguientes causas:

1) La situación de la sequía durante el año 1998, fue superior a la del período 1968-1969, que había sido la peor crisis de que se tenía conocimiento sobre la cual se efectuaron los cálculos, situación que pudo preverse.

2) El incumplimiento de la puesta en marcha de las plantas de ciclo combinado, de acuerdo a la programación e información entregada a el CDEC, como asimismo, la ausencia de sanciones efectivas por dicho incumplimiento.

3) Decisión de emplear energía hídrica más allá del déficit, omitiendo el uso de energía térmica, teniendo información que se estaba en presencia de un año seco.

4) Ausencia de una instancia de preemergencia que permita iniciar planes y programas de prevención frente a una posible crisis, como pudieran ser campañas ahorro.

5) Información incompleta, inoportuna y poco transparente, como también ausencia de una instancia de verificación de la misma.

6) El no cumplimiento oportuno por parte del Ministerio de Economía de la resolución de las divergencias planteadas por las distintas empresas, como asimismo, la falta de resolución en algunos casos, dentro de un sistema que está concebido para que la autoridad intervenga lo menos posible, de modo tal que sena las propias empresas privadas quienes resuelvan sus problemas. Sería necesario establecer plazos más exiguos para la resolución de las divergencias.

7) Falta de autonomía e independencia del CDEC, tanto en lo patrimonial como en el jurídico.

8) Vinculación de las empresas que conforman el CDEC con aquellos que entregan servicios e información a ésta (Ingendesa-ENDESA).

9) Políticas poco claras e indefinidas en cuanto a la información a la población, sobre la crisis energética.

10) Señales de precio equivocadas en la información entregada al CDEC, lo que provocó divergencias entre las empresas generadoras del CDEC-SIC respecto de los precios del mes de julio, las cuales debían ser resueltas por el Ministerio de Economía. Por otra parte, los convenios de extracción acelerada de las aguas del Lago Laja y de la Laguna del Maule, pactadas entre la Dirección de Obras Hidráulicas y ENDESA, también fue un hecho que distorsionó, más aún, la correcta señal de precios.

11) La participación de diversas autoridades y la no existencia de un ministro presidente de la CNE, no permitió determinar con claridad cual era la autoridad responsable, lo que se tradujo en una falta de conducción apropiada de la situación.

12) La actual redacción del artículo 99 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos da lugar a diversas interpretaciones, originando divergencias entre las generadoras en los temas relativos a las compensaciones y al costo falla.

13) Tardanza en el cumplimiento de las instrucciones impartidas por la Comisión Resolutiva Antimonopolios, en especial del No 4 de la Resolución NO 488, de junio de 1997, en lo que concierne a TRANSELEC, dado que existía una integración vertical entre ambas empresas.

Al efecto, ENDES y TRANSELEC, con fechas 21 de abril y 14 de mayo de 1998, respectivamente, procedieron a suscribir contratos para adquirir activos de transmisión que eran administrados por TRANSELEC, ala fecha de la resolución No 488.

14) Inexistencia de competencia real en la generación hidroeléctrica.

**Fuente:** Cámara de Diputados, "Informe de la Comisión de Minería y Energía sobre la investigación de los hechos que han motivado el racionamiento de energía eléctrica en el país" (1999).

En lo que respecta al tema de la calidad y seguridad de servicio, si bien actualmente se aprecian algunas mejoras, éste no fue objeto de una atención particular desde los inicios de la reforma y se hizo patente en los períodos de crisis. Su importancia justifica desarrollarlo en una sección aparte, a pesar de las vinculaciones directas que tiene con aquellos aspectos que se mencionan en esta sección. La escasa atención que se prestó a estos aspectos de la legislación eléctrica, queda demostrada por el hecho que recién en 1998 se emitió el reglamento de la ley eléctrica, el que, incluso, fue recusado por generadores y distribuidores.

## **2.2 La vulnerabilidad del sistema por falta de inversión en generación**

En parte importante, aunque no exclusiva, las limitaciones anteriores se tradujeron en un freno a la entrada de nuevos actores. A ellas se agregaban incertidumbres que explicaban la reticencia de éstos a entrar en el mercado eléctrico; entre otras, pueden señalarse las siguientes:

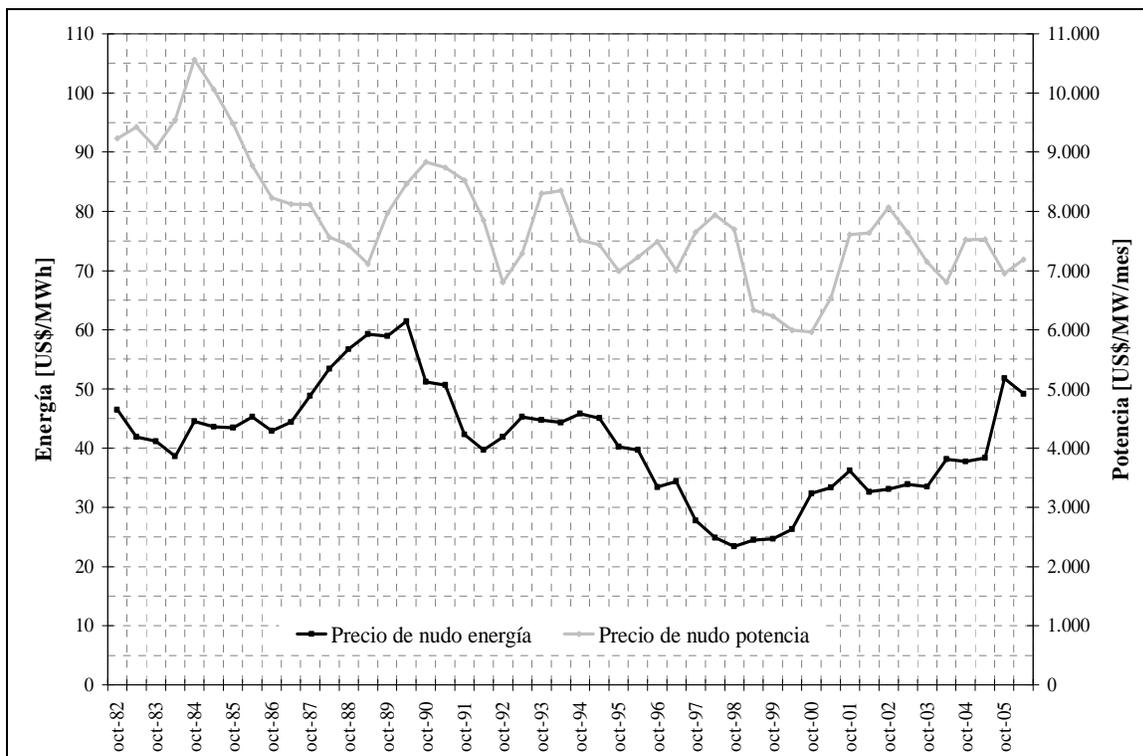
- La definición de la potencia firme o vendible de su central, por ende el pago que recibe por potencia. Si se reconocía más potencia firme a las hidráulicas, se reducía la potencia firme reconocida al nuevo actor térmico.
- La falta de una especificación clara que definiera bajo que circunstancias se reconocía una situación de racionamiento y se debía cancelar el costo de falla. Un punto crítico, a este respecto, lo constituía la discusión acerca de si el racionamiento implicaba un corte del abastecimiento o si el auto racionamiento, por parte de los usuarios, constituía o no racionamiento.
- A qué precio se debía comprar la energía cuando su central estaba en mantenimiento.
- No estaba plenamente definido el gasto por compensación al cliente por falla de abastecimiento.

También ha sido señalado que la falta de inversión en el sistema podría originarse en el hecho que la fijación del precio de nudo contenía elementos discrecionales (vinculados al estudio de la demanda o del precio de insumos con márgenes de precio, como es el caso del carbón), los que eventualmente podrían explicar que el precio de nudo en el SIC disminuyera a partir de 1990 y que, aparentemente, ante el freno de la inversión, empezara a aumentar en el año 2000 (Gráfico 3). No debe ignorarse el que las empresas distribuidoras han obtenido, al menos desde el año 1990, rentabilidades significativamente superiores a las de las empresas generadoras, las que incluso fueron negativas, en algunos casos durante los años 1998-2000.<sup>11</sup>

---

<sup>11</sup> Publicación de Pedro Maldonado y Rodrigo Palma, ya citada. Serie 72, recursos naturales e infraestructura, CEPAL, 2004.

**Gráfico 3**  
**PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA, NUDO ALTO JAHUEL 220 KV.**  
**OCTUBRE 1982-ABRIL 2006**  
*(Dólares de abril del 2006)*



Fuente: CNE y CDEC – SIC

Otro obstáculo a destacar en esa fecha fue la reducción del margen de reserva teórico (MRT),<sup>12</sup> que permitía remunerar más adecuadamente la potencia y, por ende, desincentivar la inversión en nuevas centrales, tanto en el caso de los actores existentes o de los nuevos actores, quienes requieren de mayores incentivos que los primeros.

A partir del año 1999, la reticencia a invertir y/o asumir compromisos de abastecimiento al mercado fue aún más aguda debido a la modificación del artículo 99 bis, la que apuntó a eliminar las ambigüedades que él contenía, al plantear que las empresas debían satisfacer la demanda a “todo evento”. Esta modificación condujo a la negación, por parte de los generadores, a suscribir contratos con las distribuidoras, las que a su vez se escudaron en esta situación para justificar su imposibilidad de abastecer su zona de concesión.

### 2.3 La vulnerabilidad del sistema por falta de inversión en transmisión y distribución

Los problemas que afectaban a la transmisión y distribución tenían que ver con la congestión en las líneas (Quillota-La Serena; Charrúa-Temuco) y con la indefinición acerca de la remuneración del servicio, los peajes se pagaban básicamente en función de contratos bilaterales, si no había contratos quedaban segmentos impagos; por otra parte, los peajes de distribución no

<sup>12</sup> El MRT afecta directamente al precio de nudo de la potencia, y representa el margen de sobre instalación en capacidad de generación que requiere el sistema. En octubre de 1997 se redujo del 15% al 6%. Como resultado de la crisis y como uno de los mecanismos para incentivar la inversión, la autoridad aumentó el MRT a valores superiores al 10%.

estaban adecuadamente definidos (específicamente a nivel de 23 kV), lo que bloqueó el desarrollo de los clientes libres o los obligó a negociar con la concesionaria. Además, en las últimas fijaciones de precios de distribución se generaron importantes controversias en torno a la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), lo que influyó en la dificultad para definir el valor de los servicios de las distribuidoras.

La insuficiente inversión en transmisión provocó problemas de distinto orden, desde la construcción de una línea paralela, instalada por Colbún, hasta la congestión en ciertos tramos como fue el caso del tramo Charrúa-Temuco. En este mismo contexto, los consumos o generadores ubicados en los extremos de las líneas de transmisión están sujetos a fuerte variabilidad de los peajes, lo que puede afectar la rentabilidad de los generadores más pequeños.<sup>13</sup>

### 3. Calidad de servicio

Debido a que los esquemas regulatorios no contemplaban en forma explícita la calidad de servicio, especialmente aguda fue la necesidad de abordar el problema de las salidas de servicio de las unidades generadoras o las fallas de las redes de transmisión por los impactos que ello provocaba en los consumidores, especialmente cuando dichas fallas provocaban caídas del sistema en su conjunto con reposiciones del servicio que podían durar 8 o más horas. El costo asociado a las fallas fue y sigue siendo elevado debido a la pérdida de producción, deterioro de los equipos industriales y residenciales e impactos graves en el confort y calidad de vida de los usuarios finales (incluso, en algunos casos, graves problemas en la salud de la población). Dado que el SING y el SIC tienen un parque generador muy distinto, los problemas de calidad y la forma de abordarlos son diferentes.

#### 3.1 Criterio de seguridad de servicio asumido en el SING

Dados los graves problemas de calidad en el SING, que se presentaron durante los primeros años de los noventa, y que hasta cierto punto fueron controlados por Chuquicamata, cuando esta División de CODELCO tenía el control del sistema,<sup>14</sup> obligaron a los principales actores del SING a instaurar a partir del año 1999 un plan que asegurara un adecuado funcionamiento del sistema, el que con diferentes modificaciones ha permitido reducir el número de fallas, pero sobretodo los impactos de éstas.

---

<sup>13</sup> Los generadores más grandes disponen de centrales en distintos puntos de la red por lo que pueden diversificar estos riesgos.

<sup>14</sup> Chuquicamata mantuvo máquinas libres en giro e introdujo relés de frecuencia para controlar los desprendimientos de carga, incitando más adelante al resto de los grandes clientes a introducir igualmente dichos relés para compartir los problemas del sistema con el resto de las empresas mineras del Norte.

Recuadro 2

**RESPUESTA A LOS PROBLEMAS DE FALLAS DEL SISTEMA: LOS RELÉS DE FRECUENCIA Y EL DESPRENDIMIENTO DE CARGA**

Un sistema eléctrico de potencia está sujeto a perturbaciones y fallas que provocan generalmente la salida de equipos generadores. Si la perturbación es severa, pueden producirse salidas múltiples de equipos, ello provoca pérdidas económicas importantes, tanto para los usuarios como para las empresas eléctricas. El desbalance entre generación y demanda que esta situación provoca conduce a niveles de tensión y/o frecuencia anormales y sobrecargas de los equipos que siguen en el sistema.

Ante perturbaciones de un sistema, se requiere restablecer el equilibrio entre la potencia generada y la demanda, en tiempos del orden de fracciones de segundo, normalmente menores que la capacidad automática de las máquinas. Cuando la frecuencia alcanza niveles inaceptables (del orden de 48 Hz), las máquinas pueden dañarse, por lo que actúan protecciones (relés de frecuencia) que desconectan la máquina. Esto provoca una situación en cascada, ya que se aumenta el déficit de potencia y con ello se produce el “*black out*” o caída total del sistema.

En condiciones como las señaladas, la frecuencia del sistema varía con la dinámica del sistema y tiene efectos perjudiciales sobre los equipos que son sensibles a la variación de frecuencia, si el déficit de generación es muy importante, la frecuencia del sistema cae muy rápidamente. Para evitar el “*black out*” o caída total del sistema, el déficit se equilibra mediante el recorte de carga o “desprendimiento de carga” en algunas barras alimentadoras del sistema, fijando escalones de frecuencia para desprender bloques de demanda en función de la importancia de la falla (el mantener inversiones redundantes es muy caro). Los escalones de frecuencia suponen el retiro de las cargas o demandas menos importantes según una lista de prioridad fijada previamente, de acuerdo entre el coordinador de la operación del sistema y los principales usuarios implicados en asegurar un funcionamiento del sistema con mínimo de fallas graves. Generalmente se consideran tres niveles de frecuencia para el desprendimiento de carga.

Los relés de frecuencia juegan el rol de desconectar cargas cuando el desbalance entre generación y demanda modifica la frecuencia del sistema más allá de los límites aceptables.

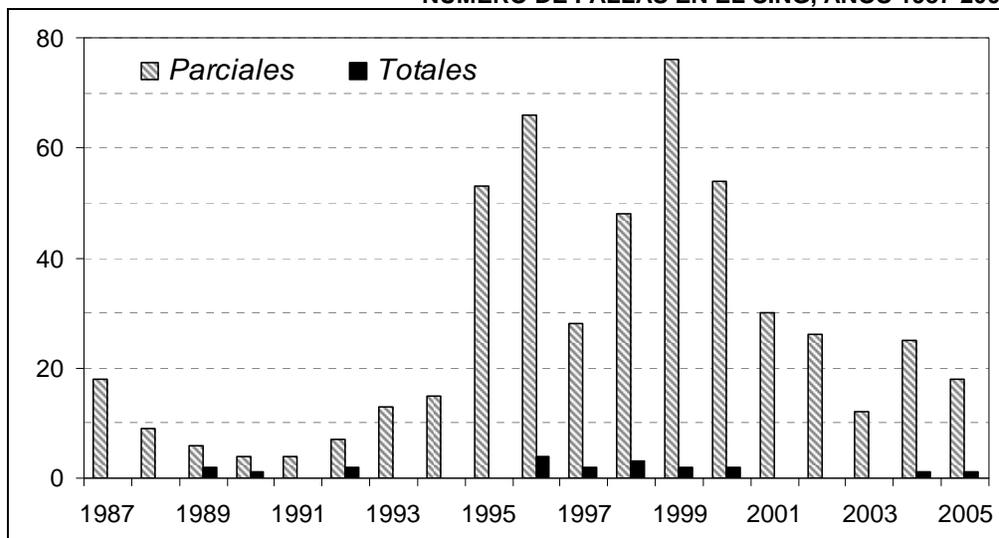
Las acciones adoptadas incluyeron: una limitación de la inyección de potencia por unidad generadora, la desconexión de carga mediante relés de baja frecuencia y un cierto nivel de reserva de las unidades en operación.

Sin embargo, al no existir normativas regulatorias que acompañaran estas medidas, el sistema no respondió en la forma esperada en lo que respecta a la respuesta rápida y el aporte de los escalones de frecuencia (véase recuadro 2). Debido a lo anterior, el plan estaba y sigue sujeto a los acuerdos entre generadores y consumidores, a través del CDEC, pero nada de esto estaba regulado. La falta de normas técnicas y procedimientos de operación formales, no es reemplazada por dichos acuerdos, lo que conduce a controversias y conflictos entre los actores, lo que no sólo afecta la operación económica del sistema, sino que puede poner en riesgo el normal suministro a los usuarios.

Dado que el SING es casi 100% térmico, el manejo de las fallas en el caso de la caída de unidades de generación, es más complejo que en los sistemas con fuerte presencia de las centrales hidroeléctricas. En efecto, las unidades térmicas existentes son de respuesta relativamente lenta - desde su partida hasta la toma de carga importante- respecto a las hidroeléctricas, ante variaciones de la capacidad de generación respecto de la demanda, por lo que se está obligado a mantener la frecuencia entre límites aceptables mediante la desconexión de carga, ya sea que los generadores desconecten alimentadores o que los clientes boten carga.

En el período analizado (1987-2005) se produjo un número importante de fallas. Especialmente importante fueron los “black out” en el año 1996 y siguientes, debido a desconexiones de generadores y fallas del sistema (subestaciones). Además se produjeron fallas asociadas a las unidades generadoras, a la transmisión y a las instalaciones de los usuarios, los que si bien no implicaron cortes en todos los casos, significaron pérdidas económicas para los principales clientes debido a la desconexión de carga. Como se señalara, en el SING, la falta de una reglamentación adecuada se tradujo en “black out” y perturbaciones del sistema (véase gráfico 4).<sup>15</sup>

Gráfico 4  
NÚMERO DE FALLAS EN EL SING, AÑOS 1987-2005



Fuente: Sergio F. Illanes (2005) - Codelco Norte.

### 3.2 Criterio de seguridad de servicio asumido en el SIC

Al igual que en el caso del SING, no existía una normativa de seguridad clara para garantizar la operación segura del sistema. Las especificaciones de calidad contempladas en la legislación<sup>16</sup> son insuficientes, por lo que faltaba una definición clara a nivel reglamentario. Por otro lado, la seguridad estaba dada sólo como obligación,<sup>17</sup> pero sin definir los elementos para conservar la seguridad.<sup>18</sup> Debido a esta situación, los operadores debieron generar sus propios criterios para evitar que las fallas del sistema provoquen daños mayores, definiendo: un cierto nivel de reservas en los generadores, la desconexión automática de los consumos y turbinas de respuesta rápida.

En principio, el criterio era, y sigue siendo, operar a mínimo costo, considerando un nivel mínimo de seguridad autodefinido. En general, para evitar la caída del sistema, resultante de la salida intempestiva de servicio una o más centrales, se puede optar por mantener girando sin carga o generando poco (reserva en giro), una serie de unidades, listas para colocar potencia en el sistema en forma rápida. Como la toma de carga de esas unidades puede demorar un tiempo, se producía una inestabilidad del sistema (frecuencia o tensión), la que se atenuaba, y se sigue atenuando, en la medida que dichas unidades cubrieran la carga del sistema. En el caso del SIC esta reserva ha sido asumida por algunas centrales hidráulicas.

<sup>15</sup> Si bien las fallas totales aparecen en el Gráfico 4 como menos importantes numéricamente, sus efectos han sido particularmente graves para los usuarios.

<sup>16</sup> Artículo 242, 243 y el artículo transitorio del D.S. 327.

<sup>17</sup> Artículos 165 y 172...

<sup>18</sup> Válido para los dos sistemas, SIC y SING.

En cuanto al desprendimiento de carga, éste ha sido coordinado por el CDEC-SIC, recurriendo al desprendimiento de carga de las empresas distribuidoras, mediante escalones fijos de frecuencia, sin que existiese, como se ha señalado, una normativa oficial. La nueva legislación, al contemplar los servicios complementarios y, especialmente, su adecuada reglamentación, permitirá aprovechar los distintos recursos de acción disponibles.<sup>19</sup>

En el caso del SIC, donde los consumos están más atomizados que en el SING, se podía manejar mejor la demanda y sus fluctuaciones que en este último caso, por lo que las fallas fueron más circunscritas, sin ignorar que se produjeron fallas particularmente graves por su profundidad y duración. En efecto, la experiencia demostró que las opciones acordadas voluntariamente eran insuficientes para obviar la existencia de perturbaciones graves con interrupciones del servicio, entre ellas se pueden señalar: el 1 de diciembre de 1994, cuando se produjeron fallas entre San Fernando y Tal Tal con una duración total de unas 4 horas; el 5 de abril de 1995 en que se produjo una falla entre Diego de Almagro por el Norte y Parral por el Centro-Sur, desconectándose 1.900 MW de un total de 2.600 MW, la falla duró varias horas. A las anteriores se agregan fallas similares el 20 de abril de 1995, el 29 de enero de 1996 y cortes intempestivos durante 1998.

Conviene señalar que en los últimos años, la autoridad ha tratado de imponer y penalizar la falta de cumplimiento de exigencias mínimas, en relación a la calidad de servicio. En el caso del SIC, la autoridad impuso multas a las empresas consideradas responsables del corte de suministro en la zona central del país en el año 2002, por los impactos económicos y de otro orden que sufrieron los usuarios (véase recuadro 3).

---

<sup>19</sup> Véase punto III.1.6.

**Recuadro 3**

**MULTAS IMPUESTAS POR LA SEC DEBIDO AL INCUMPLIMIENTO DE EXIGENCIAS DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO**

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) multó con 7,3 millones de dólares, la sanción monetaria más alta aplicada en su historia, a 12 empresas eléctricas que integran el CDEC-SIC, entidad que coordina el funcionamiento del sistema eléctrico entre Taltal y Chiloé. El 23 de septiembre, a las 11:24 AM, el corte de un conductor de la línea de 220 kV Alto Jahuel – Cerro Navia de propiedad de la empresa TRANSELEC, dejó sin energía eléctrica por más de una hora y media a unos 10 millones de personas entre Taltal y Talca. Fue el mayor apagón desde la crisis eléctrica que vivió Chile en 1999.

De acuerdo a la investigación realizada por la entidad, se determinó que el sistema de protecciones no funcionó adecuadamente, tras la caída de la línea de transmisión. La empresa TRANSELEC fue declarada responsable de realizar una programación errónea del sistema de protecciones de líneas impidiendo aislar los efectos del corte. Esto originó que la falla se extendiera por el SIC. En base a estos antecedentes, la empresa fue multada por poco más de 1,2 millones de dólares.

Una vez producida la falla, la entidad reguladora determinó que el SIC fue “incapaz de restituir con la premura necesaria” el servicio de electricidad, debido a que la turbina a gas TG9 B —ubicada en Quillota—de Colbún no estaba en condiciones de responder al Plan de Recuperación de Servicio, razón por la cual esta empresa fue multada con un poco más de un millón de dólares.

“No se está culpando a las eléctricas por el corte del cable, sino porque no cumplieron con la obligación legal de coordinar adecuadamente la operación del sistema”, aseguró el superintendente Sergio Espejo. También las culpa por haber omitido información y no entregar en forma oportuna los antecedentes que requería la investigación y agregó que la legislación eléctrica chilena entrega a las empresas que operan interconectadamente la responsabilidad de garantizar un suministro seguro en las condiciones más económicas posibles. En este sentido, nuestra legislación ha otorgado a las compañías un espacio importante para la autorregulación, el que debe ser ejercido con la máxima responsabilidad por las compañías”.

Asimismo Endesa, AES Gener y Pehuenche pagaron 760.700 dólares cada una; la Empresa Eléctrica Santiago, CGE Transmisión, Guacolda y Pangué, 507.000 dólares cada una; y Arauco Generación, Sistema de Transmisión Sur e Ibener, 253.500 dólares cada una.

*Fuente:* Diario *Financiero* 18/08/2003 y 20/08/2003 y Diario *Estrategia* 18/08/2003.

#### **4. Primeras respuestas a la crisis de abastecimiento de los años 1998-1999**

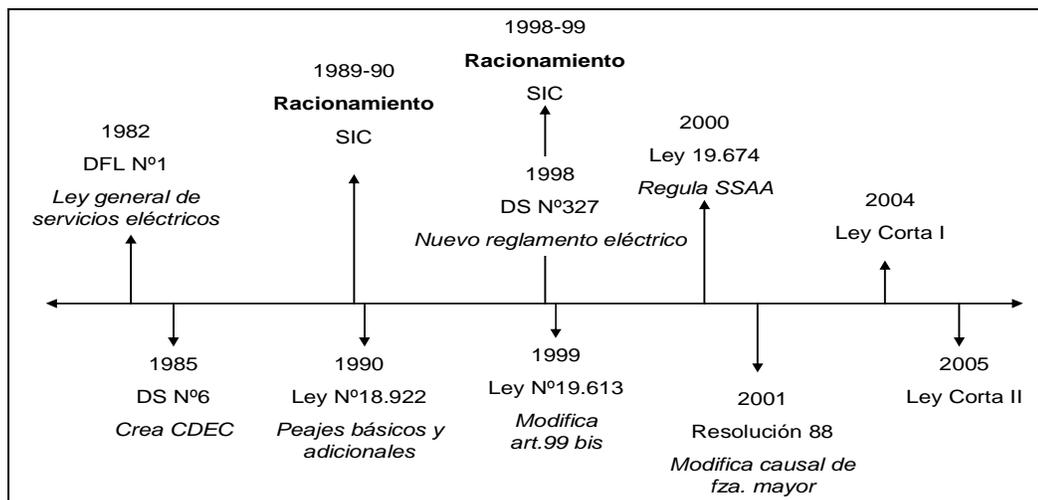
Una de las primeras respuestas a la crisis de abastecimiento fue la modificación del decreto 99 bis del DFL N° 1, mediante la ley 19613 del 2 de junio de 1999. Esta ley eliminaba la sequía como causal de caso fortuito o fuerza mayor, responsabilizando a las empresas por el déficit de suministro, estableciendo que los costos de un déficit debían ser cubierto por todos los generadores, independientemente si son deficitarios o no. En la misma línea, más adelante, la Ley Corta II estipula que los problemas de abastecimiento de gas natural tampoco constituyen causal de fuerza mayor, estas modificaciones han convertido el negocio de la generación en una actividad más riesgosa, y por ende más costosa, de lo que era antes de las restricciones a las causales de fuerza mayor.<sup>20</sup>

<sup>20</sup> Cabe recordar eso sí, que los usuarios han cancelado el costo de falla desde su implantación, por lo tanto el mayor costo derivado de esta exigencia está cubierto.

Otra modificación importante apuntó a asegurar el abastecimiento de las empresas distribuidoras por parte de las generadoras, mediante la Resolución Ministerial N° 88 del 30 de mayo de 2001. En términos generales, se dispone que el suministro a una empresa distribuidora que no tenga contrato con una generadora no pueda ser suspendido por esa causal, sino que debe ser proporcionado por todas las empresas generadoras del CDEC-SIC a prorrata de sus respectivas energías firmes. En cuanto al precio, éste será el precio de nudo en el punto de retiro respecto a los consumos que correspondan a los clientes regulados de la distribuidora y al precio que convenga la Dirección de Operación del CDEC con la distribuidora para los clientes libres de la misma.

El gráfico siguiente muestra la evolución del DFL N°1 de 1982 y sus principales modificaciones

**Gráfico 5**  
**EL DFL N° 1 Y SUS PRINCIPALES MODIFICACIONES**



Fuente: Elaboración propia.

### **III. Las leyes 19.940 y 20.018**

---

Las leyes 19.940 y 20.018, llamadas leyes cortas I y II, tuvieron por objeto eliminar o reducir los obstáculos a la inversión en el sector, mejorar y regular la calidad de servicio y especificar o clarificar aquellos aspectos de la normativa que generaban incertidumbres o controversias entre los actores. Aunque tuvo aparentemente una menor importancia relativa en el debate, centrado en la eliminación de las supuestas trabas a la inversión, la protección de los usuarios debió haber constituido uno de los elementos centrales de las reformas, sin embargo ella se vio opacada por las otras prioridades, asociadas a la inversión.

#### **1. La ley 19.940 o ley corta I**

La ley corta I, promulgada el 12 de marzo de 2004, regula los sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos, crea el panel de expertos, introduce algunas modificaciones al DFL 1 de 1982, abre espacios para la introducción de las energías renovables y facilita un mayor desarrollo de la cogeneración.

##### **1.1 Regulación de los sistemas de transmisión (Art. 71-1 al 71-50)**

Quizás uno de los elementos más importantes de la ley corta I, en lo que respecta a los sistemas de transmisión, consistió en definir al transporte eléctrico como servicio público. En el caso de los sistemas

troncales y de subtransmisión se asegura el acceso abierto y condiciones de utilización no discriminatoria entre los usuarios y en el caso de los sistemas de transmisión adicionales, se establece que serán de acceso abierto, aquellos que utilicen bienes públicos o servidumbres del concesionario (Art. 71-5). Una definición esquemática de los distintos sistemas de transmisión se presenta en los párrafos siguientes.

Se entiende por transmisión troncal “un sistema de transmisión constituido por las líneas y subestaciones eléctricas económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo” Artículo 71-2.

Someramente, “las instalaciones pertenecientes a cada uno de los tramos del sistema de transmisión troncal deberán cumplir con las siguientes características: a) Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, b) Tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kilovolts, c) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente o un número reducido de clientes, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras, e) Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes”.

A su vez “cada sistema de subtransmisión estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Las instalaciones pertenecientes al sistema de subtransmisión deberán cumplir con las siguientes características: a) No calificar como instalaciones troncales b) Que los flujos en las líneas no sean atribuidas exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras” Artículo 71-3.

Por último, “los sistemas de transmisión adicional estarán constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión” Artículo 71-4.

En relación al sistema troncal:

- Al igual que en el caso de los sistemas de subtransmisión, se establece la obligación de servicio, no pudiéndose negar acceso por razones técnicas (Artículo 71.5).
- Se realizará cada 4 años, un estudio de transmisión troncal para distintos escenarios de expansión de la generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos, cuyo proceso de elaboración será dirigido y coordinado por la CNE. El estudio considerará un período de análisis de, a lo menos, 10 años.(Artículo 71-12).
- El sistema tarifario asegura una rentabilidad al propietario de la línea de transmisión troncal. Ello se realiza a partir del análisis de los requerimientos físicos (Valor de Inversión V.I.) y los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo, definidos como "COMA". La anualización del V.I. considera una tasa de descuento de 10%. (Artículo 71-9). En el caso de los nuevos tramos, éstos se someterán a licitación y la rentabilidad estará implícita en las bases de ésta.
- Fijación de peajes de transmisión. Dentro del área de influencia común (AIC), nudos de Quillota a Charrúa, el pago se distribuye según el criterio 80-20% entre quienes inyectan y quienes retiran energía, respectivamente. Fuera del AIC, generadores y consumidores pagan de acuerdo a la dirección de los flujos, según el resultado de las distintas

condiciones de operación simuladas. El CDEC hará los cálculos y definirá los pagos correspondientes (Art. 71-30).

- Se establece una restricción para la integración vertical entre los segmentos de generación y distribución con el de transmisión, limitando la participación individual de las empresas que participen en estos segmentos e, incluso, a los clientes libres, a no más del 8% (por empresa) del valor total de las instalaciones del sistema de transmisión troncal. A su vez, para el conjunto de empresas generadoras, distribuidoras y clientes libres se fija un máximo de 40% de participación en términos del valor de las inversiones totales del sistema de transmisión troncal (Artículo 4 de la ley 19.940, que modifica el artículo 7° del DFL 1).

## 1.2 Peajes en sistemas de distribución (Art. 71-43)

La falta de definiciones en el cobro de peajes en los sistemas de distribución hacía prácticamente inoperante la exigencia de acceso libre para todo generador que quisiese abastecer a un cliente situado al interior del área de concesión. Por esta razón, las precisiones que aporta la ley corta I contribuirán a mejorar la competencia en el abastecimiento a los clientes libres en área de concesión. Al respecto, la modificación al DFL 1 señala: “Se obliga a las empresas distribuidoras a prestar el servicio de transporte de electricidad y a quienes utilicen sus líneas a pagar un peaje igual al valor agregado de distribución (VAD)<sup>21</sup> de la zona en donde se encuentre el usuario final”.

## 1.3 Sistemas medianos (Art. 104-1 al 104-8)

En los sistemas medianos de Aysén y Magallanes, cada uno operado por un monopolio integrado verticalmente, los precios son fijados por la CNE siguiendo la metodología de minimización de los costos marginales, usada en los sistemas interconectados de mayor tamaño, lo que ha producido una situación de precios altos y de escasez de energía para algunas localidades.

La ley corta I reconoce que los sistemas medianos, inferiores a 200 MW y mayores a 1,5 MW, están en una etapa producción de rendimientos crecientes o de economías de escala importantes, por lo que el énfasis de la tarificación busca cubrir los costos totales del inversionista, incentivando la expansión de las instalaciones de generación, transmisión y distribución. Lo anterior no obsta para que a estos sistemas se les impongan las mismas exigencias de calidad, seguridad y suficiencia que al resto de los sistemas eléctricos.

Para ello, la Comisión licitará, cada 4 años, los estudios para el plan de expansión de los segmentos de generación y transmisión, el cálculo del costo incremental<sup>22</sup> de desarrollo y el costo total de largo plazo de los tres segmentos. Las bases del estudio las hace la Comisión y el estudio mismo deberá ser realizado por una empresa consultora que esté dentro de las registradas por la Comisión.

## 1.4 Creación del Panel de Expertos (Art. 130 al 134)

El antiguo mecanismo de resolución de controversias se basaba en un Comité de Expertos que emitía informes en relación a éstas, pero que no tenía facultad resolutoria. En base a dichos informes, la CNE debía, a su vez, emitir un informe técnico para que el Ministro de Economía dictara una resolución. Este mecanismo mostraba claras señales de ineficiencia, debido a que

<sup>21</sup> El valor agregado de distribución, utilizado para la fijación de los precios regulados de distribución, considera el valor nuevo de reemplazo (VNR), activos necesarios para abastecer el área de concesión de la distribuidora, pérdidas de distribución (energía y potencia) y los gastos fijos independientes del consumo (administración, facturación y atención al cliente).

<sup>22</sup> El costo incremental de desarrollo corresponde al costo medio por unidad de demanda incremental de energía y potencia de un proyecto de expansión eficiente del sistema, cuyo valor actual neto es igual a cero.

algunas controversias podían tardar meses o años en resolverse.<sup>23</sup> Por otro lado, el regulador era juez y parte, produciendo roces innecesarios entre las empresas eléctricas y el gobierno. Esta situación es la que da origen al Panel de Expertos, el que es considerado como una opción válida para los distintos actores, a la hora de la resolución de conflictos.

Al respecto, destacan los siguientes tipos de controversias: la fijación de tarifas de distribución dio origen a conflictos frecuentes en el proceso de la estimación final del VAD, la fijación de los precios de nudo no ha estado exenta de cuestionamientos de los generadores, particularmente por la imposibilidad de correcciones ulteriores a su fijación por la autoridad, las dificultades a tomar decisiones críticas por parte del CDEC, quien debía recurrir a la autoridad para zanjar controversias entre sus miembros, la imposibilidad del SEC de obligar a las empresas a compensar a los usuarios por los daños causados por las fallas del sistema, los problemas que derivaban del cálculo del peaje básico y adicional y el cálculo de la potencia firme, que se cancela a los generadores que aportan potencia en horas de demanda máxima, genera serias divergencias entre generadores.

Todo lo anterior se tradujo en conflictos entre los distintos actores que transitaban de los CDEC a la CNE, SEC, Ministerio de Economía para terminar muchas veces en el poder judicial. Uno de los problemas de que se quejaban los actores era la demora en la respuesta del Ministro, la que daba origen a la presentación de recursos de reposición frente a las decisiones del Ministro y la dificultad de los tribunales a resolver en problemas técnicos complejos. Todo lo anterior condujo a la necesidad de contar con un organismo técnico, independiente, capaz de resolver rápidamente los conflictos y que sus decisiones fueran vinculantes.

En este contexto, la ley, al crear el Panel de Expertos, señaló que “el panel de expertos estará integrado por siete profesionales, cinco de los cuales deberán ser ingenieros o licenciados en ciencias económicas, nacionales o extranjeros, y dos abogados, de amplia trayectoria profesional o académica y que acrediten, en materias técnicas, económicas o jurídicas del sector eléctrico, dominio y experiencia laboral, designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, mediante concurso público de antecedentes”. “Los integrantes del panel de expertos ejercerán su función por seis años y podrán ser designados por un nuevo período, para lo cual deberán participar en el concurso señalado anteriormente”. “La renovación de los integrantes se efectuará parcialmente cada tres años” (Artículo 131).

De acuerdo con el Artículo 130 serán sometidos al dictamen del panel de expertos entre otras discrepancias, aquellas que se produzcan en relación a:

- “La determinación de las bases técnicas y administrativas relativas a la expansión de la transmisión troncal y la determinación de las tarifas correspondientes.
- Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión.
- La fijación del peaje de distribución y de subtransmisión.
- Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas eléctricos medianos.
- La determinación del VNR y de los costos de explotación para las empresas distribuidoras.
- Las discrepancias que las empresas eléctricas tengan entre sí con motivo de la aplicación técnica o económica de la normativa del sector eléctrico.
- Además, se someterá a dictamen del panel de expertos los conflictos que se susciten en el interior de un CDEC”.

---

<sup>23</sup> De hecho, al comenzar a funcionar el Panel de Expertos quedó un conjunto de controversias en el sistema antiguo que llevaban años en trámite y que, hasta la fecha, no han sido reclamadas por las partes.

Estas atribuciones del panel de expertos contribuirán a resolver parte fundamental de las diferencias de interpretación de la normativa eléctrica y los conflictos que se produzcan entre los operadores.

### **1.5 Clientes libres (Art. 90)**

Una modificación que, según la autoridad, apunta a introducir mayor competencia en el mercado regulado es la reducción del límite de los clientes libres fijado por el DFL1 en 2 MW. Si bien, en mercados perfectamente competitivos no debiera existir tal límite,<sup>24</sup> se da la posibilidad a clientes que tengan una potencia conectada entre 2 MW y 500 kW de escoger una tarifa regulada o libre, debiendo permanecer en su opción por un período mínimo de 4 años.

Esta medida se complementa con la fijación de peajes de distribución, por cuanto ella facilita las ofertas de abastecimiento de generadores a clientes específicos.

### **1.6 Servicios complementarios (Art. 91° bis)**

Para una operación segura del sistema se crea un mercado de servicios complementarios que incluye al menos los siguientes servicios:

- i) Reserva en giro
- ii) Reserva rápida
- iii) Desprendimiento de carga
- iv) Energía reactiva
- v) Regulación de tensión y frecuencia

La remuneración adecuada de estos servicios permitirá disponer de una adecuada capacidad de respuesta ante fallas del sistema derivadas de un desbalance entre la generación y la demanda, reducir la saturación de las líneas de transmisión e insuficiencias de generación y mejorar la calidad del suministro. Las especificaciones correspondientes y la remuneración de los mismos deberá ser objeto de un reglamento.

### **1.7 Reducción de banda de precios libres (Art. 101)**

Debido a la variación, importante en ciertos casos, de los distintos factores que influyen en fluctuación de los precios de nudo, se intenta dar mayor estabilidad al mercado, vinculándolos al precio promedio de los clientes libres, evitando así la tensión de cada fijación semestral y dando, por ende, una señal de más largo plazo. Se espera que con la reducción de la banda de precios, para la fijación de precios de nudo, de 10% a 5% en torno a los precio promedio de mercado se logre una menor variabilidad de los precios para los consumidores y para los generadores.

### **1.8 Pequeños medios de generación y energías renovables (Art. 71-7 y 91)**

Esta modificación tiene por objeto favorecer la incorporación de nuevos actores, básicamente productores independientes que incorporen energías renovables no convencionales (ERNC) y/o pequeñas unidades de generación conectadas directamente al sistema de transmisión o las líneas de distribución.

Para los objetos de la ley, se definen como fuentes de ERNC la geotermia, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras fuentes que determine la CNE.

---

<sup>24</sup> El problema es que este tipo de mercados no existe y que en la generación sólo se aprecia una concentración del mercado, por lo que, muy probablemente, bajar la cota para constituirse en cliente libre no cambiará la elevada concentración del sistema.

En relación a los medios de generación con fuentes renovables no convencionales y a los pequeños medios de generación, se establece lo siguiente:

a) Todas las centrales, independiente de su tamaño y nivel de conexión a la red tendrán el derecho de acceso al mercado spot, donde pueden vender su energía al precio marginal de energía y su potencia al precio nudo de potencia. Las centrales menores a 9 MW tendrán la opción de optar a un mecanismo estabilizado de precios para aumentar la seguridad de las inversiones.

b) Los operadores de las redes de distribución tendrán la obligación de conectar las centrales de hasta 9 MW a sus redes.

c) Las centrales que utilicen fuentes de ERNC estarán exentas del pago de peaje troncal. Esta exención será total para centrales menores a 9 MW y parcial, ponderado por un factor proporcional, para centrales menores a 20 MW. Se garantiza la exención de pago de peaje troncal hasta llegar a una contribución máxima de potencia de las ERNC equivalente al 5% de la capacidad instalada de cada sistema interconectado. Al superar este límite, todas las centrales de ERNC, incluyendo las menores a 9 MW, deberán pagar parte del peaje de manera proporcional a su excedente de potencia suministrado al sistema.

## **2. Ley 20.018**

Movida por el interés especial de despejar la incertidumbre en el mercado eléctrico producto de una incierta situación de abastecimiento del gas natural y con ello promover el desarrollo de futuras inversiones en generación, se dicta el 9 de mayo del 2005 la ley 20.018 conocida como ley corta II. Esta ley introduce precios de nudo de largo plazo definidos mediante licitaciones, establece mecanismos de diversificación de origen del gas natural e introduce modificaciones a diversas normas del marco regulatorio del sector eléctrico.

### **2.1 Licitaciones públicas para el suministro de las distribuidoras (Art. 79-1 al 79-5)**

Como un cambio importante en el abastecimiento de las empresas de servicio público de distribución se introduce un nuevo mecanismo de licitaciones que pretende asegurar el suministro para períodos largos y a precios fijos. La ley señala que 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, tres años.

Con el fin de satisfacer esta exigencia, y con la anticipación que establezcan los reglamentos, deberán licitar el suministro necesario para abastecer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios ubicados en su zona de concesión (se incluyen empresas no presentes en el mercado al momento de la licitación). Para reforzar su poder de negociación, las concesionarias podrán efectuar una licitación conjunta por la suma de los suministros individuales a contratar (Artículo 79°-1). Sin embargo, dichas licitaciones no podrán incluir consumos de clientes no sometidos a regulación de precios de sus zonas de concesión (Artículo 79°-2).

Las licitaciones entrarán en vigencia el año 2010 con precios fijos (indexados a los costos de los insumos de cada oferente) y los contratos tendrán una duración de 10 a 15 años. Es obligación para todas las empresas concesionarias del servicio público de distribución licitar sus suministros de manera que no existan los problemas ya conocidos de abastecimiento de distribuidoras sin contratos.

## 2.2 Precios de las licitaciones y transparencia de los contratos libres

Como una manera de promover la inversión y el interés de los generadores de participar en las licitaciones de las empresas distribuidoras, se establecen condiciones de precios fijos y plazos extendidos que hacen más atractivo el abastecimiento a éstas. Este esquema de precios termina con la tradicional fijación semestral del precio de nudo de energía para pasar a un sistema que se espera dé una mayor estabilidad a los precios e incorpore los riesgos del negocio.

No obstante, se define un período de transición entre la entrada en vigencia de la ley y la entrada en vigencia de las licitaciones, durante este período se mantendrá el precio de nudo, pero con algunas modificaciones que intentan incluir los nuevos escenarios del mercado, incorporando elementos de seguridad de suministro y flexibilizar los precios de nudo, introduciendo una banda variable de ajuste al precio medio de los clientes libres. De esta forma, se incluye el efecto del riesgo de abastecimiento del gas natural, se incorporan mayores costos asociados a planes de seguridad de abastecimiento propuestos por el CDEC, a pedido de la Comisión, y además, se contempla la posibilidad de recibir compensaciones por los suministros a distribuidoras que no tengan contratos, a favor de los generadores o consumidores (según sea el caso) por compras de energía al mercado spot a un precio mayor o menor que el precio de nudo.

La Comisión seguirá publicando semestralmente el Informe de Precio de Nudo, el que contendrá el precio de nudo de la potencia como ha sido calculado tradicionalmente,<sup>25</sup> precio que se mantendrá invariante (salvo las indexaciones respectivas)<sup>26</sup> durante el período de vigencia de la licitación. La CNE publicará, además, el precio promedio de la energía resultante de las licitaciones de las distribuidoras procurando que ninguna de ellas sobrepase el 5% de este promedio. Esto último obliga a transparentar las condiciones principales de los contratos con clientes libres, exigiéndosele a las empresas generadoras comunicar a la Comisión, respecto de sus clientes no sometidos a regulación de precios y distribuidoras, lo siguiente (Art. 101):

- a) La potencia;
- b) La energía;
- c) El punto de suministro correspondiente;
- d) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre, y
- e) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precios de nudo de largo plazo”.

Al respecto, pueden destacarse las siguientes disposiciones de la ley, “en cada licitación el valor máximo de las ofertas será el equivalente al límite superior de la banda vigente al momento de la licitación, incrementado en el 20%. Si una licitación fuere declarada desierta al momento de la apertura de las ofertas de suministro, la concesionaria deberá convocar a una nueva licitación, la que deberá efectuarse dentro de los treinta días siguientes a dicha declaración. En este caso, el Consejo Directivo de la Comisión podrá acordar, fundadamente, que el límite superior de la banda, señalado en el inciso anterior, sea incrementado en forma adicional, hasta en el 15% (Artículo 79°-5)”.

<sup>25</sup> El cual se basa en la unidad más económica para suministrar energía de punta que para el caso de abril del 2006 corresponde a una turbina a gas-diesel de 112,73 MW para el subsistema SIC-Norte y de 50 MW para el subsistema SIC-SUR.

<sup>26</sup> Las fórmulas de indexación de los precios de energía y potencia serán definidas por la Comisión en las bases de la licitación o, si éstas lo permiten, por los oferentes, conforme a las condiciones señaladas en ellas. En términos generales, las fórmulas de indexación del precio de energía deberán expresar la variación de costos de los combustibles y de otros insumos relevantes para la generación eléctrica y las fórmulas de indexación del precio de la potencia deberán reflejar las variaciones de costos de inversión de la unidad generadora más económica para suministrar potencia durante las horas de demanda máxima.

#### MECANISMOS DE AJUSTE DE LOS PRECIOS DE NUDO

La definición de precios (Art. 101 bis) distingue entre el Precio Medio Básico, Medio de Mercado y Medio Teórico. El Precio Medio Básico se obtiene a partir de los precios de energía y potencia calculados por la Comisión en su modelo de optimización. El precio medio de mercado se obtiene a partir de la información de los generadores y distribuidoras, usando el cociente entre la suma de todas las facturaciones de energía y potencia, y el total de la energía suministrada. Finalmente, se le denomina Precio Medio Teórico al cociente que resulta de valorar los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras a los respectivos precios medios básicos, incluidos los cargos por concepto de transmisión troncal, y el total de la energía asociada a estos suministros.

La normativa señala que “si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 101º ter, los precios de nudo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los precios básicos de nudo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior de la Banda de Precios de Mercado”.

A su vez, el artículo 101º ter. Señala que “los límites de la Banda de Precios de Mercado se calcularán de acuerdo a lo siguiente:

a) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es inferior a 30%, la Banda de Precios de Mercado será igual al 5%, respecto del Precio Medio de Mercado.

b) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es igual o superior a 30% e inferior a 80%, la Banda de Precios de Mercado será igual a las dos quintas partes de la diferencia porcentual entre ambos precios medios, menos el 2%.

c) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es igual o superior a 80%, la Banda de Precios de Mercado será igual a 30%”.

Una vez determinada la Banda de Precios de Mercado, se procede a comparar si la diferencia porcentual entre los precios medios Teórico y de Mercado está dentro de ella y si lo está se aceptan los precios básicos de nudo calculados por la Comisión. Si la diferencia es mayor se multiplican todos los precios de nudo básico, sólo en su componente de energía, por un factor único, de manera de alcanzar el límite más próximo.

Fuente: Ley General de Servicios Eléctricos.

### 2.3 Se elimina la fuerza mayor como justificación para el no cumplimiento de contratos de abastecimiento con gas natural

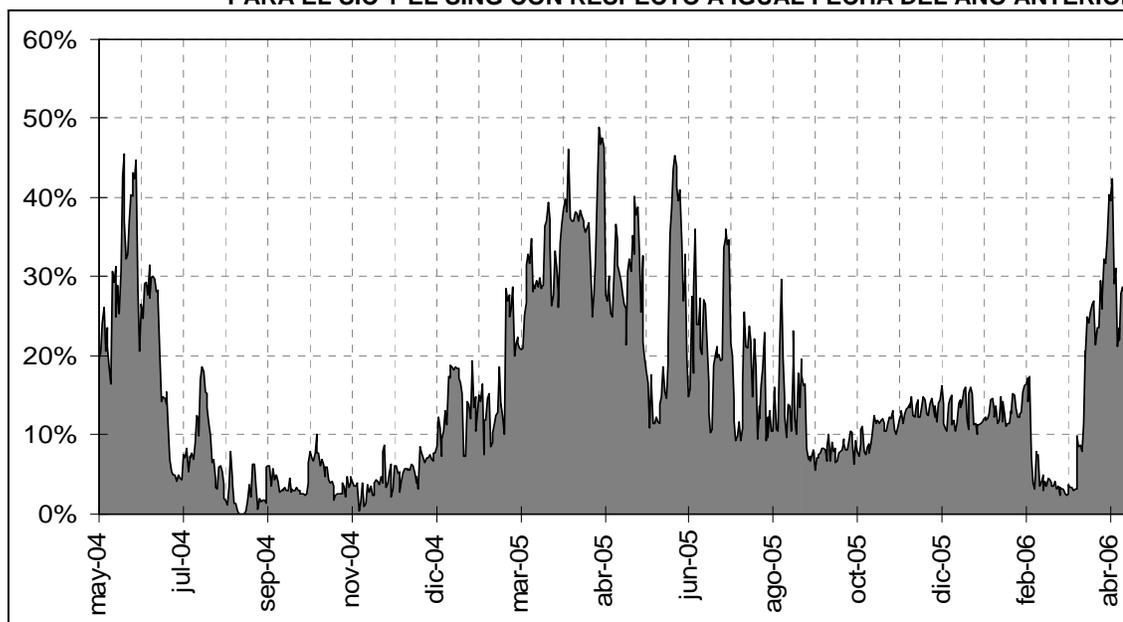
Reforzando lo decretado en el artículo 99º bis, se establece explícitamente que las fallas en el abastecimiento de gas natural no son constitutivas de fuerza mayor para no cumplir los contratos y hace explícita la obligación de compensar a los usuarios por las fallas de abastecimiento.

En efecto, la nueva normativa indica que “tampoco se considerarán fuerza mayor o caso fortuito, las fallas de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural provenientes de gaseoductos internacionales” y que “todo cliente sometido a regulación de precios tiene derecho a recibir las compensaciones del costo de falla, independientemente del origen de la obligación de abastecer a la concesionaria de servicio público de distribución por las empresas generadoras.”. (Artículos 99 bis y 99 ter).

Sin embargo, la normativa incorpora, por intermedio del artículo 102 bis, el efecto del riesgo del abastecimiento, indicando que los precios de nudo calculados por la CNE “incorporarán un porcentaje de los mayores costos en que incurra el sistema eléctrico por planes de seguridad de abastecimiento requeridos excepcionalmente al CDEC por la Comisión, previo acuerdo de su Consejo Directivo”. A continuación se muestran los cortes de gas natural en los sistemas interconectados nacionales (véase gráfico 6).

Gráfico 6

**RESTRICCIÓN DIARIA DE GAS NATURAL PROVENIENTE DE ARGENTINA. INFORMACIÓN AGREGADA PARA EL SIC Y EL SING CON RESPECTO A IGUAL FECHA DEL AÑO ANTERIOR**



Fuente: CNE.

## 2.4 Acuerdos para reducir o aumentar los consumos (Art. 90 bis)

Si bien estas disposiciones pudiesen parecer un incentivo a la eficiencia energética,<sup>27</sup> ello se contradice por el incentivo a aumentar los consumos, en períodos de superávit. En la práctica, esta modificación apunta a reducir la presión sobre la oferta y, por ende, a reducir la profundidad y extensión de la falla de abastecimiento (y a reducir el costo del incumplimiento de contrato por parte de los generadores) en períodos de déficit de parte de uno o más de los generadores. Por el contrario, en períodos de superávit, las empresas generadoras podrán vender excedentes de energía (a un menor precio del regulado), que de no existir esta disposición no podrían hacerlo.

Específicamente, la nueva legislación señala que los generadores que suministren energía eléctrica a consumidores sujetos a regulación de precios y cuya potencia conectada sea igual o superior a 500 kW, podrán convenir con dichos usuarios, reducciones o aumentos temporales de sus consumos, las que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador. Asimismo, los generadores, en forma directa o a través de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, podrán ofrecer y/o convenir con los consumidores de menos de 500 kilowatts reducciones o aumentos temporales de consumo, las que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador. Los incentivos que ofrezcan los generadores deberán precisar el período por el que se ofrecen las condiciones propuestas y la forma, mecanismo y periodicidad de los incentivos que se otorgarán por las reducciones o aumentos de consumo.

<sup>27</sup> Incluso contradice el concepto de eficiencia energética que supone que no existe sacrificio del confort ni de la actividad productiva o de servicios. En las condiciones en que está definido se ve difícil que se introduzcan tecnologías o cambios conductuales que hagan permanente la reducción del consumo por unidad de producto o servicio.

## **2.5 Modificación de la composición del CDEC (Art. 150)**

Las discusiones que se produjeron durante la crisis de 1998-1999 tendieron a asignar parte importante de la responsabilidad de ésta al CDEC-SIC, debido a su rol clave en las decisiones técnicas y económicas que determinan que centrales se despachan y en que momento. Entre otras, sus decisiones afectaron las reservas hídricas del sistema. Probablemente, el haber privilegiado el despacho de centrales hidroeléctricas se debió a la importancia en el Directorio de empresas con una mayor potencia instalada hidráulica. Por otra parte, se cuestionaba su autonomía e independencia, lo que en parte se trató de remediar al crear la Dirección de operación y la Dirección de peajes, a cargo de profesionales idóneos, nombrados por el Directorio.

La modificación anterior no fue suficiente para asegurar la independencia del organismo y se planteó la conveniencia de que se integraran otros actores, como es el caso de Argentina, por ejemplo, donde el Presidente es un representante del Estado y los distintos actores involucrados forman parte del Centro de Despacho de Carga. En el caso chileno, la ley corta II es menos audaz que la argentina, incorporando al Directorio, además de las empresas generadoras a las transmisoras troncales y de subtransmisión, a un representante de los clientes libres del respectivo sistema.

## **2.6 Garantías a medios de generación con fuentes no convencionales (Art. 96 ter)**

La nueva legislación apunta a asegurar, en el mercado regulado, una participación mínima de los pequeños generadores que utilizan energías renovables no convencionales (ERNC). En efecto, se les asigna el derecho a suministrar, mediante ERNC, el 5% del suministro total licitado por las distribuidoras al precio de nudo promedio resultante de las licitaciones.

Conviene señalar que hasta la fecha los reglamentos son insuficientes, luego la incorporación de las energías renovables o los pequeños medios de generación conectados a la red deben enfrentar obstáculos o incertidumbres no contemplados en el espíritu de la ley. Los antecedentes recogidos permitirían suponer que el desarrollo de proyectos de energías renovables será llevado a cabo, principalmente, por las grandes empresas eléctricas y que el objetivo, tantas veces declarado por parte de la autoridad, de abrir el mercado de la generación a la competencia, incentivando la entrada de nuevos actores, no se cumplirá.

## **IV. Resultados de las leyes cortas I y II**

---

Si bien el tiempo transcurrido es relativamente breve para sacar conclusiones definitivas respecto de la efectividad de las leyes cortas I y II, se estima conveniente analizar sus efectos sobre las insuficiencias de la legislación eléctrica vigente a la fecha de la dictación de estas leyes. Particularmente importante será intentar ver la respuesta de los inversionistas en lo que respecta a la generación y transmisión, la diversificación de la matriz energética, específicamente en lo que atañe a la incorporación de las energías renovables y la solución de los conflictos entre los distintos actores del sector eléctrico.

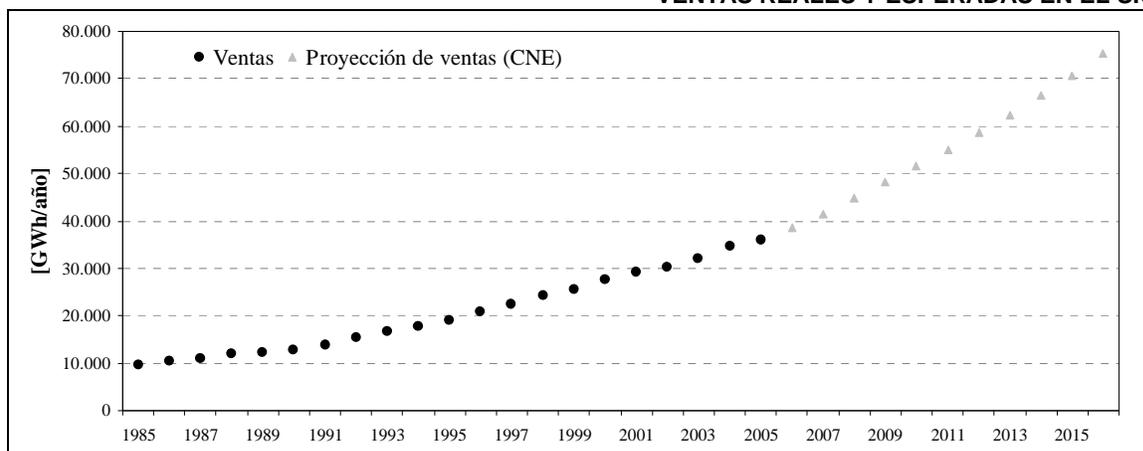
La primera impresión resultante del análisis realizado es que queda todavía un largo camino por recorrer y que no existe certeza de que los buenos deseos de la autoridad se materialicen en inversiones concretas o que los obstáculos para la entrada de nuevos actores se hayan efectivamente superado o que los derechos de los usuarios se estén respetando. Lo anteriormente señalado no implica desconocer los esfuerzos por superar las deficiencias de la normativa eléctrica original y el que, crisis mediante, la autoridad se haya resuelto a modificar lo que parecía intocable y se consideraba un “ejemplo” para los países que aún no habían adoptado el camino “correcto”.

# 1. Inversiones en generación y transmisión

## 1.1 Inversiones en generación

El crecimiento de la demanda por energía en el SIC ha sido de un 6,6% promedio anual para los últimos 10 años, lo que, de continuar esta tendencia, demandaría prácticamente una duplicación de la potencia instalada en los próximos 10 años (véase gráfico 7).

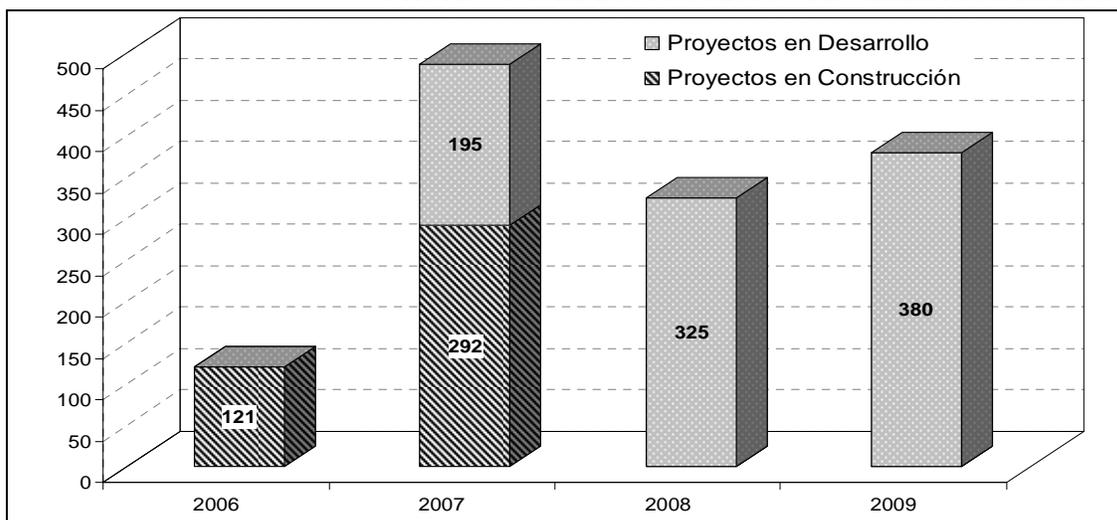
**Gráfico 7**  
**VENTAS REALES Y ESPERADAS EN EL SIC**



Fuente: CNE.

El crecimiento de la demanda y presentaciones recientes de la CNE indicarían la necesidad de incorporar anualmente más de 400 MW en el SIC; sin embargo, las plantas en construcción y las en desarrollo no alcanzan a dicha meta, menos aún si se considera que el parque estuvo prácticamente congelado durante los últimos 6 a 8 años, a excepción de la central Ralco incorporada recientemente. El gráfico 8, basado en información de la CNE, ilustra la posible expansión del sistema para los próximos años.

**Gráfico 8**  
**PROYECCIÓN DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN EN EL SIC**



Fuente: Plan de Obras CNE, Abril 2006.

Conviene señalar que la CNE, en su informe definitivo de precio de nudo de abril de 2006, señala que “a fines del mes de agosto del año 2004, publicó en un medio de circulación nacional un llamado a empresas eléctricas a presentar proyectos de generación con el objetivo de analizar la procedencia de que éstos fueran incorporados en el Programa de Obras de la fijación en curso. A la fecha de cierre del llamado, se recibieron solamente los siguientes proyectos:

**Cuadro 1**  
**RESULTADO DEL LLAMADO HECHO POR LA CNE A INVERTIR EN GENERACIÓN**  
**AÑO 2004**

Nombre	Tipo de central	Potencia [MW]	Región
Valle de las aguas calientes	Hidráulica de pasada	24	VIII
Balalita	Hidráulica de pasada	10,94	IV
Campanario	Térmica a gas natural	370	VIII

**Fuente:** CNE, informe de precio de nudo abril 2006.

Además de este llamado, la CNE solicitó a Endesa antecedentes respecto a sus proyectos de embalse, Neltume (403 MW) y Puelo (1.280 MW).<sup>28</sup> Igualmente, la CNE le solicitó la actualización de diversos proyectos. Estos antecedentes permitieron a la Comisión establecer una cartera de proyectos “teóricos” que constituirían el parque generador para el período 2006-2016, en base a plantas para las cuales aparentemente no existe decisión de invertir por parte de las empresas privadas.

Dicho plan no incluye nuevas centrales de ciclo combinado a gas natural, salvo desarrollos que se pueden llevar a cabo en la VIII Región a través del Gasoducto del Pacífico, en particular, la central Campanario (preliminarmente, de 125MW en ciclo abierto).

Por el contrario, el plan de obras considera plantas de ciclo combinado y ciclo abierto alimentadas a partir de la planta regasificadora de gas natural, la que se supuso estaría en operaciones el segundo semestre de 2008. El plan supone que la planta se iniciaría con una capacidad del orden de seis millones de m<sup>3</sup>/día, la que permitiría satisfacer la demanda de centrales existentes sin contrato de gas y futuros ciclos combinados y turbinas con este combustible.<sup>29</sup> El informe referido considera un precio para el combustible del orden de 8,5 US\$/MBTU y la alimentación, entre los años 2010 y 2015, de 5 plantas de ciclo combinado de 385 MW y tres turbinas en ciclo abierto de 125 MW, pero no existen empresas que aparezcan como encargadas de su construcción.

Igualmente, se incluye en dicho plan una planta a carbón de 200 MW y siete plantas de este mismo combustible de 250 MW cada una, sin que aparentemente, como en los casos anteriores, se hayan definido las empresas responsables de su construcción.<sup>30</sup>

A lo anterior se agrega: un parque eólico de 40 MW, construido en dos etapas de 20 MW cada una, las tres etapas de la central geotérmica de Chillán, de 25 MW cada una, y las tres etapas de la central geotérmica de Calabozo, de 40 MW cada una. En este último caso cabe preguntarse quién realizará los pozos de exploración y de producción y si, bajo esta incertidumbre, es posible pensar que las primeras etapas de los proyectos geotérmicos podrán desarrollarse en el 2011 como está previsto, salvo que ello ocurra como resultado del convenio ENAP-ENEL de Italia, es decir

<sup>28</sup> Carta CNE N° 001070 de fecha 28 de agosto de 2004.

<sup>29</sup> Se indica en artículo de El Mercurio, cuerpo B del 30 de septiembre de 2006, que al 2009 la planta tendría una capacidad de 10 millones de m<sup>3</sup>/día.

<sup>30</sup> Conviene señalar que la fijación definitiva del precio de nudo de octubre 2006, aumentó la importancia de las nuevas centrales a carbón y disminuyó la de las centrales a gas natural licuado.

con inversión pública como ha ocurrido en la mayoría de los países que han desarrollado esta tecnología.<sup>31</sup>

En resumen, pareciera que la incertidumbre respecto de las inversiones en el SIC se mantendría como en el pasado, salvo que las licitaciones para el abastecimiento de las distribuidoras<sup>32</sup> logre clarificar el panorama y se reduzca o elimine la vulnerabilidad del SIC, la que hasta la fecha no se ha traducido en una crisis mayor debido a que las condiciones meteorológicas han sido extraordinariamente favorables en los últimos años.

## 1.2 Inversiones en transmisión

El sistema eléctrico chileno presenta una fragilidad mayor, debido a la congestión en la red troncal, donde existen tramos en que hay un solo circuito, la red está saturada o existen subestaciones de capacidad insuficiente. A la fecha se identifican inversiones en curso y otras definidas como obras “recomendadas”, siendo la situación similar a la de las centrales generadoras, en lo que respecta a la indefinición implícita en el concepto de obras “recomendadas”. El cuadro 2 resume la situación de las obras en construcción en los sistemas de transmisión y transformación.

**Cuadro 2**  
**RESUMEN DE OBRAS DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y TRASFORMACIÓN**

Fecha de entrada		Obras en Construcción de Transmisión	Potencia
Mes	Año		[MVA]
Sept	2006	Subestación Nueva Temuco 220 kV	-
Sept	2006	Seccionamiento Nueva Temuco-Puerto Montt	-
Sept	2007	Ampliación Itahue-San Fernando 154 kV	198
Junio	2008	Aumento de capacidad A.Jahuel-Polpaico 220 kV a 500 kV	390
Junio	2008	Línea Ancoa-Rodeo-Polpaico 500 kV	1400
Sept	2008	Nueva Línea Charrúa-Nueva Temuco 220 kV	2x500

**Fuente:** CNE

Evidentemente, las obras en construcción son insuficientes para cubrir los requerimientos de arrastre y los derivados de la expansión de la demanda. De acuerdo con la ley, la CNE encomendó a una firma consultora la evaluación de la inversión necesaria en transmisión, la que determinó dichos requerimientos. Sin embargo, a pesar de lo que pareciera indicar la ley, el trabajo señalado puede ser cuestionado por el CDEC, particularmente en lo que respecta a los valores de inversión estimados, lo que implica que la licitación que deriva de estos análisis puede demorarse y persistir los problemas de congestión y vulnerabilidad de la transmisión.

En la tabla siguiente se incorporan las obras recomendadas, las que superan largamente las obras en construcción, luego dadas las consideraciones anteriores la incertidumbre en este segmento del sistema eléctrico podría mantenerse por un período difícil de precisar.

<sup>31</sup> Cabe recordar que en el informe definitivo de precio de nudo para el SIC, de abril de 2004, la primera etapa de la central Calabozo era de 100MW y su puesta en marcha estaba prevista para el 2009 y la segunda etapa de esta central, también de 100 MW, estaba prevista para el 2010.

<sup>32</sup> Ver punto 4.2.

**Cuadro 3**  
**OBRAS RECOMENDADAS PARA LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN**

Fecha de entrada		Obras Recomendadas de Transmisión	Potencia
Mes	Año		[MVA]
Abril	2010	Nueva Línea Cardones - Maitencillo 220 kV	200
Junio	2010	Ampliación Línea Pan de Azúcar-Los Vilos-Quillota 220 kV	166
Junio	2010	Aumento de Capacidad C°Navia-Polpaico 2 20 kV	300
Junio	2010	Nueva Línea Agua Santa- Polpaico 220 kV	4x400
Enero	2011	Nueva Línea Hualpén- Concepcion 220 kV	300
Abril	2011	Aumento de Capacidad Chena-Alto Jahuel 220 kV	260
Julio	2011	Ampliación Línea Pan de Azúcar-Los Vilos-Quillota 220 kV	220
Diciembre	2011	Nueva Línea P. Azúcar – Maitencillo 220k V	235
Enero	2012	Aumento de Capacidad C°Navia-Polpaico 2 20 kV	600
Abril	2012	Transformación 154-220 Sistema 154 kV Itahue-Alto Jahuel	2x400
Octubre	2012	Ampliación Puerto Montt-Barro Blanco-Valdivia 220 kV	200
Julio	2013	Ampliación Sistema Polpaico-Alto Jahuel-Ancoa-Charrua 500 kV	1400
Julio	2013	Ampliación Hualpén- Concepción 220 kV	300
Julio	2013	Ampliación Valdivia-Nueva Temuco 220 kV	300

Fuente: CNE

## 2. Licitaciones de distribuidoras

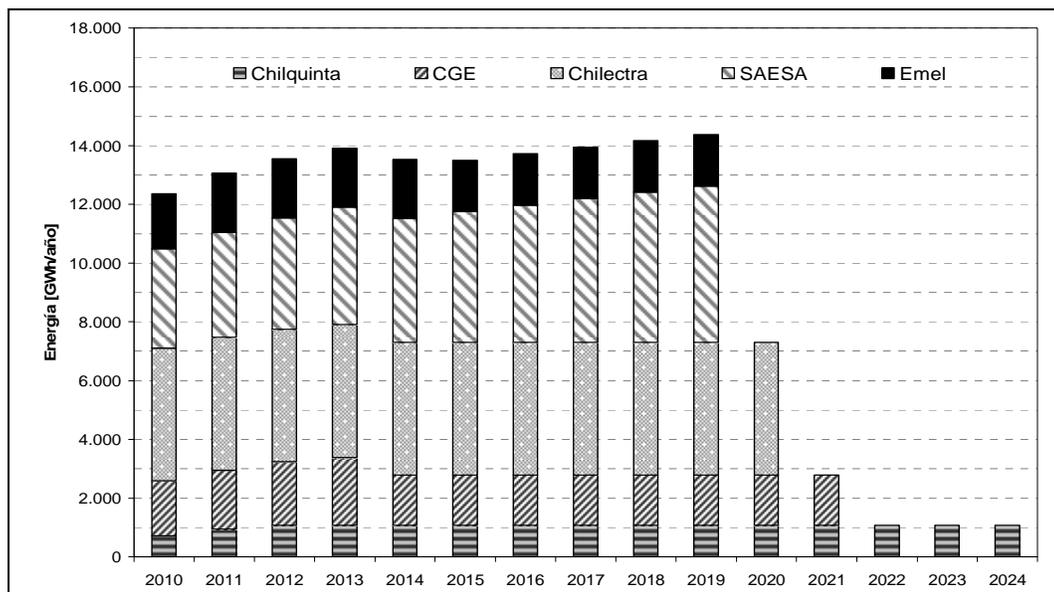
El primer llamado internacional a licitación de las distribuidoras comenzó el 18 de abril de 2006. En él se han asociado cinco grupos empresariales, las pequeñas empresas se unieron a alguna de las de mayor tamaño. Las ofertas deben ser presentadas a las distribuidoras a más tardar el 31 de octubre de 2006, para ser estudiadas y adjudicadas antes del 25 de noviembre del mismo año.

Las bases de licitación promulgadas bajo la Resolución Exenta 611 del 29 de septiembre del 2005 especifica que los proponentes deberán asegurar la producción propia de energía para los próximos 10 años, lo cual supera la obligación inicial de tres años establecida por la ley 20.018, asignando a los contrato de abastecimiento un carácter de mediano plazo.

Los bloques de energía ofrecidos por las distribuidoras son de dos tipos, uno fijo o básico y otro variable o creciente. Estos bloques, a su vez, se componen de diversos sub-bloques, pudiendo ser adjudicada la totalidad de un bloque o un conjunto de sub-bloques. En el gráfico siguiente se ilustra la energía licitada por las distintas distribuidoras del SIC, incluyendo tanto la oferta básica como variable.<sup>33</sup>

<sup>33</sup> Los bloques bases constituyen bloques fijos mensuales de energía en distintos puntos (nudos) de oferta especificados por la distribuidora. A su vez, los bloques variables de energía están asociados a las variaciones de demanda de las distribuidoras y después de un plazo definido por cada una de ellas, pasan a formar parte del bloque base debiendo hacer otro llamado a licitación por un nuevo bloque de crecimiento.

## ENERGÍA LICITADA POR DISTRIBUIDORAS EN EL SIC, AÑO 2006



Fuente: Bases de licitación distribuidoras, junio 2006.

Tomando en cuenta la proyección de la demanda regulada en el SIC, realizada por la CNE, la energía licitada no supera el 45% de la demanda regulada proyectada (Gráfico 9) debido, aparentemente, a la existencia de contratos que aún estarían vigentes, por lo que se esperarían nuevos llamados a la licitación por los bloques de energía que vayan quedando libres de contratos (véase gráfico 10).<sup>34</sup> Aparentemente, la situación de abastecimiento a las distribuidoras no aparece resuelto en forma clara y la vulnerabilidad del sistema seguiría siendo preocupante, salvo que aparezcan nuevos actores en el mercado eléctrico, como resultado de los esfuerzos de promoción que realiza el Gobierno. Destaca en este sentido el Seminario realizado en Nueva York, mencionado más adelante, o esfuerzos similares que realizarían, en un futuro próximo, en Europa. Habrá que esperar el segundo llamado para evaluar el éxito de estos esfuerzos o constatar que el mercado mantiene su elevada concentración y los nuevos actores que pudiesen aparecer.

Conviene señalar que como resultado de la primera licitación, se alcanzó una adjudicación de 92%. ENDESA concentró un 54,3% del total licitado, COLBUN, AES Gener y Guacolda se repartieron el resto, con lo que se mantiene la concentración de mercados y no se incorporan, hasta la fecha, nuevos actores.

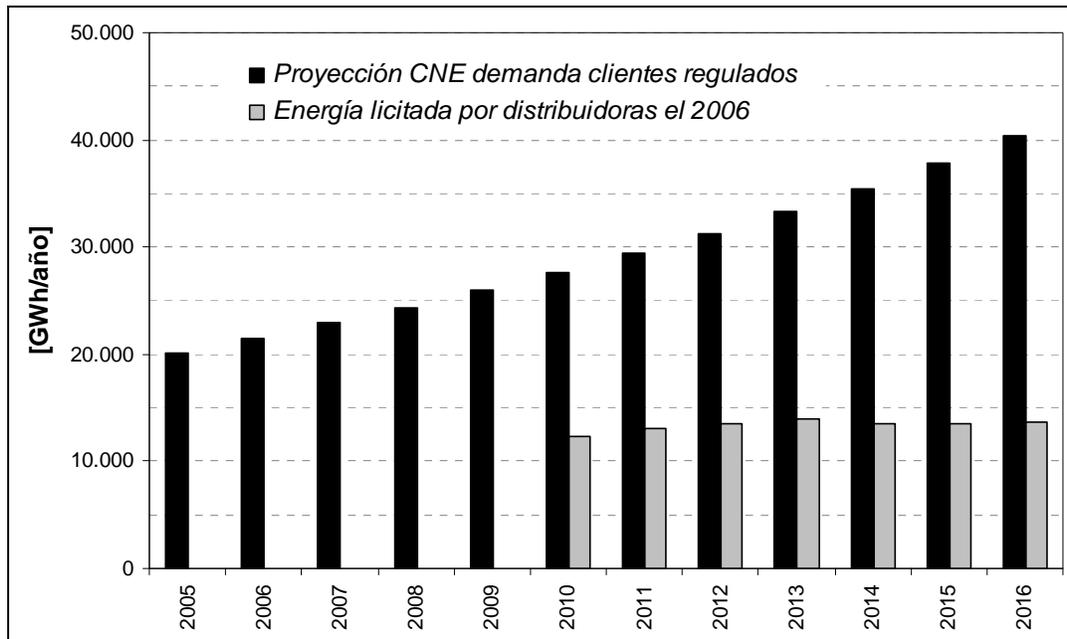
A pesar de existir la impresión de que la licitación acarrearía precios elevados, ello no ocurrió así. En efecto, si bien el precio máximo o techo era de 62,7 US\$/MWh, el precio promedio de la licitación fue de 52,6 US\$/MWh.

Por último, la energía licitada en esta ocasión podía ser cubierta por las empresas existentes sin mayor problema, dado que representaba un porcentaje reducido de su actual capacidad de generación. En consecuencia, los resultados de la licitación no suponen necesariamente que las incertidumbres respecto del abastecimiento futuro del sistema se hayan despejado totalmente.

<sup>34</sup> En efecto se ha planteado que las licitaciones corresponderían a 300.000 GWh para el período 2010-2024. El volumen total a licitar en el año 2006 se estima en 2.735 MW (9.963 GWh promedio anual) y en el año 2007, se estima en 2.832 MW (10.135 GWh promedio anual).

Gráfico 10

**PROYECCIÓN DE DEMANDA EN EL MERCADO REGULADO Y ENERGÍA LICITADA EN EL 2006**

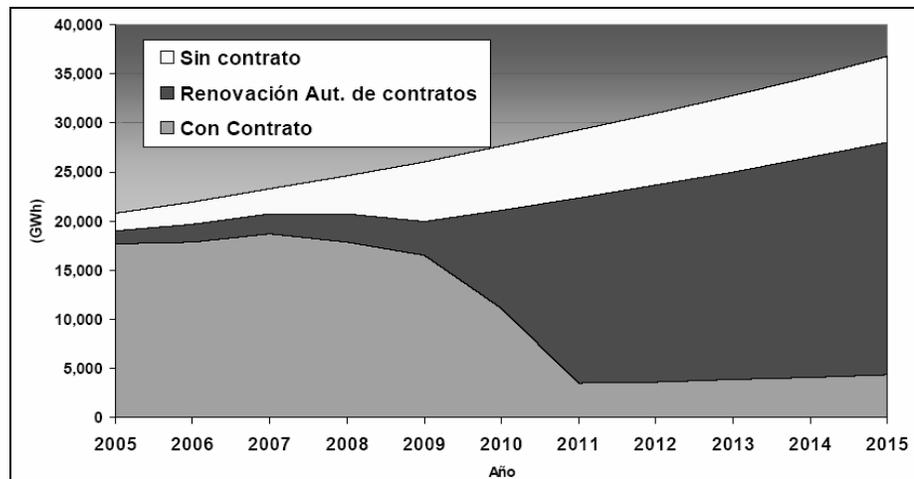


Fuente: Informe de precio de nudo de abril 2006 y bases de licitación de las distribuidoras.

Es de esperar que el espíritu abierto y no discriminatorio del primer llamado a licitación se mantenga para las que vienen y que se puedan hacer en conjunto para la totalidad de las distribuidoras, de manera de hacerlas más eficientes. En el gráfico siguiente se aprecia la situación de los contratos de las distribuidoras y su evolución hasta el período 2015. En el caso que los contratos existentes se renovaran, la situación descrita más arriba se haría menos aguda.

Gráfico 11

**VENCIMIENTO DE CONTRATOS DE SUMINISTRO DE LAS DISTRIBUIDORAS**



Fuente: Claudio Espinoza - CNE (2005).

Conviene señalar que el 20 de septiembre de 2006, una misión encabezada por la Presidenta Michelle Bachelet, la Ministra Karen Poniachik y otras autoridades, promovió la realización de un Seminario “Business and Investment Opportunities in Chile, Energy Sector” y un “Road Show”, destinados a promover la participación de empresas eléctricas internacionales en las licitaciones para el abastecimiento de las distribuidoras, lo que revelaría la preocupación de la autoridad por una eventual falta de interés de las principales empresas existentes en el país en participar en las licitaciones o participar en ellas en condiciones comerciales excesivamente favorables.

### **3. Resolución de conflictos**

Como se señalara en el capítulo III, el Panel de Expertos se crea para satisfacer una necesidad real de solución de conflictos en el mercado eléctrico mediante un órgano independiente, técnico y expedito y que, además, sus decisiones sean vinculantes. En términos generales, parte de estos objetivos se han cumplido mediante las resoluciones del Panel (para los detalles de las resoluciones, ver anexo 1), es así como éstas han permitido:

- Definir las horas de punta del Sistema Interconectado Central
- Resolver discrepancias acerca de las bases técnicas y administrativas para la realización de los estudios de la transmisión troncal
- Cálculo de la potencia firme y determinación del balance entre las empresas generadoras integrantes del CDEC. Parte importante de las resoluciones tuvieron como objeto este punto, crítico en las controversias que se producían al interior del CDEC
- Tratamiento, en el cálculo de la potencia firme, de factores tales como: los afluentes, cotas de los embalses, extracciones, riego y filtraciones
- Fijación de precios de los servicios auxiliares proporcionados por las empresas eléctricas de distribución
- Bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión

### **4. Inserción de ERNC a la matriz energética**

Si bien no han existido inversiones significativas en fuentes no convencionales de generación, se comienza a crear un medio favorable para su inserción y se espera que participen en el primer llamado a licitación de las distribuidoras. Aunque la ley 20.018 les otorga el derecho de suministrar el 5% de la energía en el mercado regulado a través de las licitaciones, esto no constituye una obligación para las distribuidoras por lo que ellas no tienen incentivos claros que permitan llegar a tal meta. A su vez, la arbitraria limitación de tamaño de la central no permite el aprovechamiento de las economías de escala que están presentes en los proyectos de generación. Aparentemente, la CNE estaría abierta a analizar mecanismos de incentivos para las ERNC sin discriminar su escala.<sup>35</sup>

Como se aprecia en el cuadro siguiente, el total de energía disponible para ser suministrada por medios de ERNC sería de 618 GWh para el año 2010, lo que equivale a 71 MW en potencia media anual, con un máximo de 26 MW por distribuidora para el caso de Chilectra y las demás distribuidoras asociadas con ella.

---

<sup>35</sup> En efecto, habría un compromiso por parte del gobierno de proponer una reforma adicional a la Ley Eléctrica que contribuya a reducir las barreras aún existentes al desarrollo de las ERNC. Esto estaría en consonancia con los esfuerzos realizados por el senador Orpis de separar las licitaciones para que las renovables compitan entre sí, se adicione la exigencia de adquirir renovables en el caso del abastecimiento de clientes libres y se abran los actuales límites de potencia a la definición de ERNC.

Cuadro 4

**CUPO DEL 5% DE LA OFERTA DE LICITACIÓN PARA ERNC POR DISTRIBUIDORA PARA EL AÑO 2010**

Chilquinta		CGE		Chilectra		Emel		Saesa	
Energía [GWh]	Potencia Media [MW]								
36,1	4,1	93,5	10,7	226,0	25,8	93,8	10,7	168,7	19,3

Fuente: Bases de licitación de distribuidoras.

A la fecha, la potencia instalada en energías renovables representa del orden de un 2% de la capacidad instalada en el sistema eléctrico chileno, lo que corresponde a unos 245 MW instalados. De esa cifra, la gran mayoría corresponde a biomasa, 150 MW,<sup>36</sup> principalmente ligadas a la industria de la celulosa; 93 MW corresponden a centrales hidroeléctricas pequeñas, instaladas principalmente entre el SING, SIC y Aysén; y los 2 MW del parque eólico de Aysén.

En el caso del SIC, dado que existen cerca de 150 MW de potencia instalada en centrales que califican dentro del artículo 71-7; es decir, que su potencia suministrada a la red es menor a 20 MW, el 5% de participación asignado a las ERNC, por la ley 20.018, en las licitaciones de suministro de las distribuidoras, no constituye incentivo para el desarrollo de estas fuentes, ya que dicho 5% puede ser cubierto holgadamente por las centrales ya existentes. Se esperaría que esta situación se revierta conforme se efectúen las nuevas licitaciones y por ende exista una cantidad de energía suficiente que requiera nuevas inversiones.

Cuadro 5

**CENTRALES OPERANDO EL AÑO 2005 CALIFICABLES COMO ERNC SEGÚN EL ARTÍCULO 71-7**

Central	Propietario	Año puesta en servicio	Tipo de Combustible Principal – Alternativo	Potencia Instalada [KW]
Arauco	Arauco Generación S.A.	1996	Licor Negro-Biomasa-Petróleo Diesel N°6	15 000
Licanten	Arauco Generación S.A.	2004	Licor Negro-Biomasa-Petróleo Diesel N°6	5 500
Celco	Arauco Generación S.A.	1996	Licor Negro-Biomasa-Petróleo Diesel N°6	13 000
Cholguán	Arauco Generación S.A.	2003	Biomasa-Petróleo Diesel N°6	13 000
Nueva Aldea (ex Itata)	Arauco Generación S.A.	2005	Biomasa-Petróleo Diesel N°6	13 000
Laja	E. Verde S.A.	1995	Biomasa	8 700
Constitución	E. Verde S.A.	1995	Biomasa	8 700
Volcán	Aes Gener S.A.	1944	Pasada	13 000
Los Molles	Endesa	1952	Pasada	16 000
Sauzalito	Endesa	1959	Pasada	9 500
Capullo	E. Eléctrica Capullo	1995	Pasada	10 700
Sauce Andes	Gen. Sauce Los Andes	1909	Pasada	1 104
Los Bajos	Carbomet	1944	Pasada	5 100
Caemsa	Carbomet	1962 U1-U2; 1985-U3	Pasada	5 300
Puntilla	E. Eléctrica Puntilla S.A.	1997	Pasada	14 700
<b>Total</b>				<b>152 304</b>

Fuente: Anuario CDEC-SIC del año período 1996-2005

<sup>36</sup> Incluye los 61 MW de la central Valdivia perteneciente a Arauco Generación S.A. que no se contabilizarían si se utiliza la definición del artículo 71-7 y la restricción de 20 MW para las ERNC.

Por su parte, el reglamento para los pequeños medios de generación distribuida (PMGD) del 17 de enero del 2006 impone una rigidez a su opción de participar en el mercado spot o regulado, obligándolos a permanecer en una de las dos alternativas, por un plazo mínimo de 4 años. Si bien, esto puede constituir una garantía importante para los pequeños generadores, ya que permite estabilizar sus ingresos,<sup>37</sup> no es sinónimo de una operación económica óptima, pues dependerá del comportamiento relativo entre el precio de nudo y el spot. Esta cuestión es bien sabida por las empresas generadoras de mayor tamaño, las que, por lo general, funcionan bajo esquemas de comercialización mixta; es decir, venden parte de su producción al mercado regulado, otra parte a clientes libres y sus excedentes al mercado mayorista. Por lo tanto, no es claro que la opción anterior sea un beneficio para dichos medios de generación, sobretodo si consideramos que no existe una tendencia sistemática que privilegie las ventas al mercado spot o al mercado regulado.

El reglamento de Transferencias de Potencia, del 16 de junio de 2006, establece una modificación al pago por capacidad o pago por *'potencia firme'*, eliminando los elementos relacionados a la seguridad de suministro que lo componían, considerándose ahora como un pago netamente de suficiencia<sup>38</sup>. Para el caso de las ERNC se reconoce una potencia de suficiencia en función de su peor disponibilidad media anual, lo cual es consistente con la metodología de las unidades de generación convencionales. Sin embargo, no existe claridad acerca de cómo va a operar el mecanismo de compensaciones ante la operación de centrales cuyo energético primario es variable minuto a minuto, como el caso de la energía eólica.

El recuadro siguiente resume la propuesta parlamentaria para crear una ley de ERNC

**Recuadro 5**

**PROYECTO DE LEY PARA REFORZAR EL FOMENTO A LAS ERNC**

“Artículo 1. Introdúcense las siguientes modificaciones en el decreto con fuerza de Ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos:

1) Agréguese en el Artículo 79° - 1, el siguiente inciso tercero:

“Sin embargo, deberán efectuar una licitación separada para hacer efectivo el derecho a suministro que consagra el Artículo 96° ter, inciso quinto, a favor de los propietarios de medios de generación no convencionales. Esta licitación deberá ser convocada simultáneamente con la establecida en el inciso anterior”.

2) Suprímase, en el Artículo 96° ter, inciso quinto, el texto”, al precio promedio señalado en el inciso primero de este artículo”.

Artículo 2. Facúltese al Presidente de la república para que en el plazo de un año fije, mediante un decreto con fuerza de ley expedido a través del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos”.

**Fuente:** Informe de la Comisión de Minería y Energía, recaído en el proyecto de ley, en primer trámite constitucional, sobre fomento de las fuentes de energías renovables y no contaminantes. Boletín N° 4.312-08

<sup>37</sup> Además, favorece su acceso al crédito bancario.

<sup>38</sup> De hecho, ahora se utiliza el término “potencia de suficiencia” en vez de “potencia firme”. El tiempo de partida y el tiempo de toma de carga de una central, que formaban parte del pago por potencia firme serán ahora remunerados mediante el incipiente mercado de servicios complementarios.

Por último, conviene destacar la participación de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) en el fomento al desarrollo de las ERNC. En el primer concurso para apoyo de los estudios<sup>39</sup> (2005) fueron aprobados 47 proyectos de ERNC y en el segundo 40 proyectos, lo que de materializarse implicaría unos 550 MW. Además, la CORFO ha establecido una línea de crédito blando de 100 millones de dólares para financiamiento de la construcción de los proyectos de ERNC, asignándose a cada proyecto del orden de cinco millones de dólares.

---

<sup>39</sup> Dependiendo del monto de la inversión el aporte de fondos no reembolsable para los estudios es de 10.000 dólares a 50.000 dólares.

## V. Conclusiones

---

Si bien parece prematuro sacar conclusiones respecto de los resultados de los cambios al marco regulatorio, debido a que las nuevas leyes son recientes; es posible interrogarse hasta que punto la vulnerabilidad del sistema se mantiene, que logros se pueden destacar y en que áreas se mantiene la incertidumbre que dio origen a los cambios.

El ámbito donde los logros son evidentes es en el de la solución de controversias. En efecto, la creación y operación del Panel de Expertos ha permitido resolver problemas que podrían haber seguido el circuito tradicional de los conflictos entre los distintos actores, controversias que transitaban de los CDEC a la CNE, SEC y el Ministerio de Economía, para terminar muchas veces en el poder judicial, estacionándose allí, en muchos casos, por varios años. En el tiempo transcurrido, numerosos de estos problemas se han ido solucionando, debidos principalmente al carácter técnico y resolutivo de su función.

En relación a la vulnerabilidad del sistema eléctrico, a la fecha no se aprecian cambios concretos que se traduzcan en inversiones en generación, ya sea de proyectos en construcción o en desarrollo. En efecto, las autoridades reconocen que el sistema requiere de la instalación de unos 450 MW por año; sin embargo, de acuerdo al informe de precio de nudo, los proyectos, bajo ambas denominaciones, no alcanzan a esas metas para el período 2006-2009, sin considerar las inversiones requeridas para superar el déficit acumulado desde 1998. En el informe mencionado, el plan de obras incluye un conjunto de plantas de gas natural, gas natural licuado, carbón, geotermia, energía eólica, las que en la mayoría de los casos pueden ser consideradas como “deseables” o “recomendadas”, luego no es posible afirmar que la incertidumbre haya sido superada.

En relación a la vulnerabilidad del sistema de transmisión, la situación es similar, las obras en construcción constituyen una parte solamente de los requerimientos del sistema, y nuevamente destacan las obras “recomendadas”. Al respecto, la modificación de la legislación hacia pensar que la CNE jugaría un rol de liderazgo respecto de la definición de los requerimientos del sistema (estudio cuadrianual de la transmisión troncal), el aseguramiento de una rentabilidad adecuada al propietario de las redes y la licitación del tramo correspondiente. La realidad indicaría que dicha autoridad es restringida por la necesidad de concordar los resultados del estudio con el CDEC, lo que aparentemente reduciría la eficacia del cambio.

Como una forma de obviar la reticencia a invertir por parte de los generadores, se definió el mecanismo del llamado internacional a licitación de las distribuidoras. Si bien los resultados de la primera licitación son exitosos (92% de adjudicación y el resto en vías de serlo y el precio promedio de la misma claramente inferior al precio máximo fijado), los antecedentes disponibles no permiten asegurar que la incertidumbre global respecto del abastecimiento del sistema esté resuelta. En este mismo contexto, es imposible de evaluar todavía el impacto de los esfuerzos de promoción realizados por las autoridades chilenas en Estados Unidos (“*Road Show* en Nueva York) y los que se prevé realizar en Europa. Si estos esfuerzos culminaran con éxito, se podría romper, por lo menos en parte, uno de los mayores obstáculos para superar la vulnerabilidad del sistema, la elevada concentración del sector eléctrico (ratificada por los resultados de la primera licitación de abastecimiento de las empresas distribuidoras. Incluso, dicha concentración constituye una barrera a la entrada de nuevos actores, salvo que los bloques de potencia a suministrar sean lo suficientemente importantes, obstáculo que aparentemente podrían resolver licitaciones futuras.

Si bien el gobierno tiene un compromiso de incorporar las energías renovables no convencionales (ERNC) en forma relevante en la matriz energética, un 15% del incremento de la generación para el período 2006-2010, aparentemente las franquicias otorgadas por los cambios regulatorios parecen insuficientes. Si bien se han presentado 15 proyectos de ERNC al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), los que corresponden a 364 MW, ello no supone que la etapa siguiente sea la implementación de los proyectos, como han manifestado los promotores de esos proyectos en Seminarios destinados a promover estas tecnologías. Lo anterior no implica ignorar que las grandes empresas generadoras puedan desarrollar proyectos en base a ERNC, como es el caso de Endesa Eco,<sup>40</sup> sino que las franquicias no darán probablemente como resultado la incorporación masiva de generadores independientes.

Por otra parte, se evalúan modificaciones a la ley 2.018, ya sea para reducir los problemas que derivan de restringir las franquicias a proyectos de hasta 20 MW (particularmente en el caso de proyectos geotérmicos, eólicos, mini hidráulicos y de biomasa), la iniciativa, ya mencionada, de realizar licitaciones circunscritas a las ERNC para cubrir el 5% de la energía demandada por el mercado regulado a través de las licitaciones e, incluso, extender esta exigencia al abastecimiento de los clientes libres.

La visión presentada en estas conclusiones puede parecer pesimista, ya que ella corresponde a la realidad a la fecha de la elaboración de este documento.<sup>41</sup> El resultado de las futuras licitaciones, influenciado o no por el éxito de los esfuerzos de la autoridad por atraer nuevos actores al mercado de generación, ya sea en base a fuentes convencionales como no convencionales, podría modificar en parte estas conclusiones.

---

<sup>40</sup> Parque Eólico Canela de 9,9 MW.

<sup>41</sup> 15 de octubre de 2006, salvo los comentarios respecto del resultado de la primera licitación para el abastecimiento de las distribuidoras.

## Bibliografía

---

- Boletín N° 4.312-08. Informe de la comisión de minería y energía, recaído en el proyecto de ley, en primer trámite constitucional, sobre fomento de las fuentes de energías renovables y no contaminantes.
- Centro de despacho económico de carga-Sistema Interconectado Central “Anuario 2006”
- Comisión Nacional de Energía (2006): “Informe de Precio de Nudo. abril
- Comisión Nacional del Medio Ambiente. “Reglamento del sistema de evaluación de impacto ambiental”
- Decreto Num. 119 “Aprueba reglamento de sanciones en materia de electricidad y combustibles”
- Decreto Num. 158 “Modifica el decreto supremo Num. 327, de 12 de diciembre de 1997, de minería, que aprueba el reglamento de la ley general de servicios eléctricos”
- Decreto Num. 276 “Fija formulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican”
- Decreto Num. 99 “Fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten los concesionarios de servicio público de distribución”
- DFL-1 “Aprueba modificaciones al DFL Num. 4, de 1959, ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica.
- Diario *Financiero* 18/08/2003 y 20/08/2003 y Diario *Estrategia* 18/08/2003.
- Discrepancias del panel de expertos. Disponible en: [www.panelexpertos.cl](http://www.panelexpertos.cl).
- Espinoza José (2004) Tercer encuentro de usuarios de energía eléctrica: “El nuevo marco normativo y su influencia en el mercado eléctrico”
- Galetovic Alexander y Muñoz Cristian (2004) “Transmisión Eléctrica y la ley corta: Una estimación directa del cargo que pagarán los consumidores”
- Galetovic Alexander y Palma Rodrigo (2003) “Transmisión Eléctrica y la ley corta: Una estimación de la redistribución de peajes.”

Informe de la comisión de minería y energía, recaído en el proyecto de ley, en primer trámite constitucional, sobre fomento de las fuentes de energías renovables y no contaminantes.

Ley Num. 19.300 “Ley de bases del medio ambiente”

Ley Num. 19.940 “Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica la ley general de servicios eléctricos”

Ley Num. 20.018 “Modifica el marco normativo del sector eléctrico”

Maldonado Pedro y Palma Rodrigo “Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur”, División de Recursos Naturales e Infraestructura, Serie 72, CEPAL, Santiago de Chile, julio de 2004

Norma técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el sistema interconectado norte grande y el sistema interconectado central.

Resolución Exenta 611 del 29 de septiembre del 2005.

Resolución Ministerial N° 88 del 30 de mayo de 2001.

Rozas Patricio, “La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria”, División de Recursos Naturales e Infraestructura, Serie 75, CEPAL, Santiago de Chile, diciembre de 1999.

## **ANEXO**

---

## 1. Panel de Expertos. Resolución de controversias

A continuación se incluyen las distintas controversias analizadas por el Panel de Expertos y sus resoluciones, durante el período 2004-2005.

### Año 2004:

**Discrepancia N° 1:** Definición de las horas punta del sistema.

El dictamen fue: “Las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga en el Sistema Interconectado Central son ocho horas, entre los meses de mayo a septiembre, desde las 10:00 a las 13:00 horas y desde las 18:00 a las 23:00 horas, exceptuando los sábados, domingos y festivos.”

**Discrepancia N° 2:** Se resuelven ocho discrepancias sobre las bases técnicas y administrativas para la realización del estudio de la transmisión troncal.

De los ocho dictámenes destaca el referente a la evaluación de las propuestas: “El proponente al que se adjudique el contrato será aquel que, habiendo cumplido con los requisitos técnicos y administrativos indicados en las presentes bases, resulte ser evaluado económicamente como la más conveniente por el Comité.”. Este dictamen resuelve la confusión surgida por la frase “Adjudicar la propuesta que sea la mejor combinación de factores técnicos, aunque no sea la de menor precio ofrecido”, eliminada de las bases.

**Discrepancia N° 3:** Sobre el “Manual de Procedimientos N° 23, Cálculo de Potencia Firme y Determinación del Balance entre Empresas Generadoras Integrantes”, presentado mediante documento CDEC-SING C0013/2002, versión 4.0 elaborado por la Dirección de Operación.

Se declara inadmisibles por no estar bien definido el tema de la discrepancia presentada por las partes.

**Discrepancia N° 4:** Sobre discrepancia en sesión del Directorio del CDEC-SING.

Declarada inadmisibles

**Discrepancia N° 5:** “Aplicación por parte de la DO, en el cálculo de la potencia firme, de lo resuelto por el Panel de Expertos en su Dictamen N° 1-2004, en relación a la definición de las horas de punta”

El dictamen fue:

a) “El periodo a considerar para el cálculo de la potencia inicial de centrales con capacidad de regulación es de 153 ciclos diarios iguales entre el 1 de mayo y el 30 de septiembre, incluyendo sábados, domingos y festivos.”

b) La aplicación de la definición de ocho horas de punta establecida en el Dictamen N° 1-2004, sólo cabe realizarla para los efectos de los cálculos de la potencia inicial, y no cabe aplicarla para la determinación de la demanda máxima en las horas de punta anual del sistema, definición que actualmente corresponde a cinco horas.

**Discrepancia N° 6:** Procedencia de la representación del embalse Colbún en el cálculo de potencia firme realizado por la Dirección de Operación del CDEC-SIC

El dictamen fue: “Al representar al embalse Colbún en los cálculos de potencia firme, la Dirección de Operación ha actuado de acuerdo a las atribuciones que le otorga la normativa, sin perjuicio de las objeciones que las empresas pueden plantear a esa representación. En

consecuencia, no es objetable que la Dirección de Operación haya hecho una representación distinta del embalse Colbún de aquella efectuada antes de dictar la RM N° 35.”

**Discrepancia N° 7:** Tratamiento efectuado por la Dirección de Operación en el cálculo de potencia firme, de los afluentes, extracciones, riego y otros elementos que afectan los afluentes naturales de embalses.

Dentro el dictamen se destaca lo siguiente para el cálculo de potencia firme a partir del año 200 en adelante:

- a) Para las extracciones desde Laguna del Maule, se considerarán las máximas extracciones que permita el Convenio sobre regulación del Río Maule. Para estos efectos se deberá simular la aplicación de dicho convenio, considerando como volumen inicial embalsado a comienzos del período de punta, el promedio de los volúmenes que a esa fecha se registraban en la Laguna del Maule en los cuatro años que, según dispone la RM N° 17, se utilicen para definir las energías iniciales en los otros embalses.
- b) En cuanto a las entregas a riego, se considerarán los convenios de riego vigentes para el período de punta, según lo establece la RM N° 17.
- c) Se mantendrá sin modificación lo señalado en la RM N° 17 para efectos de calcular el caudal afluente equivalente para las centrales en serie hidráulica, sin incorporar los tiempos que toma el agua para recorrer la distancia entre dos centrales en serie.
- d) Se mantendrá sin modificación el procedimiento aplicado por la Dirección de Operación para efectos de representar las filtraciones en el caudal afluente equivalente para las centrales en serie hidráulica.

**Discrepancia N° 8:** Supuesto efectuados por la dirección de operación (DO) respecto de la cota mínima del embalse Colbún y de las cotas mínimas de otros embalses.

El dictamen fue: “En el cálculo de la potencia firme de los años 2000, 2001, 2002 y 2003 se debe considerar que el embalse Colbún no tiene cota mínima de operación distinta de la cota mínima técnica del embalse, correspondiente a 397 msnm.”

**Discrepancia N° 9:** Aplicación de la Dirección de Operación en el cálculo de potencia firme del acuerdo Ex 6.3-2000 hasta el 27/07/04 en los cálculos de los años 2000, 2001, 2002 y 2003

El dictamen fue: “Las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga establecidas en el Dictamen N° 1-2004 del Panel de Expertos se deben aplicar al cálculo de las Potencias Iniciales de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación a partir del año 2000.”

**Discrepancia N° 10:** Tratamiento de la Dirección de Operación, en el cálculo de potencia firme, de las filtraciones de los embalses

El dictamen fue: “Para la representación de las filtraciones de los embalses Lago Laja y Laguna La Invernada en el procedimiento de cálculo de la potencia inicial de las centrales en las respectivas cuencas hidrográficas, desde el año 2000 en adelante, se procederá como sigue:

- a) Se calcularán las filtraciones correspondientes a la cota equivalente a la “Energía Inicial”.
- b) Las filtraciones así calculadas se considerarán constantes durante todo el período de punta.”

**Discrepancia N° 11:** Tratamiento de las energías iniciales de las centrales Pangué y Pehuenche, realizado por la Dirección de Operación en el cálculo de potencia firme

El dictamen fue: “En el procedimiento de cálculo de la potencia firme en el CDEC-SIC, para el cálculo de la Potencia Inicial de las centrales Pangué y Pehuenche de los años 2000, 2001, 2002 y 2003, la energía inicial de los embalses respectivos se determinará usando el promedio de las cotas registradas diariamente entre el 15 de abril y el 15 de mayo de los años 1997, 1999 y 2000.”

**Discrepancia N° 12:** Tratamiento de la Dirección de Operación del CDEC-SIC en el cálculo de potencia firme de Potencias Máximas de las centrales hidráulicas

El dictamen fue: “El proceso de verificación de las potencias máximas de las centrales del sistema debe efectuarse desde el año 2000 en adelante y no sólo desde el año 2003 como ha dispuesto la Dirección de Operación. Para ello, la Dirección de Operación debe aplicar el proceso de verificación definido en el Capítulo III, punto 2 del informe de la CNE sobre la RM N° 34.”

**Discrepancia N° 13:** Tratamiento por parte de la DO, en el cálculo de la potencia firme, de los afluentes para el Cálculo de Potencia Firme de las Centrales Hidráulicas de Pasada.

El dictamen fue: “En los cálculos de potencia firme del año 2000 en adelante, la Dirección de Operación del CDEC-SIC deberá calcular la Potencia Inicial de las centrales con capacidad de regulación diaria o inferior, utilizando el caudal promedio mensual del mes que corresponda, en tanto no se disponga de caudales medios diarios o semanales, para todas las centrales de esta categoría.”

## **Año 2005:**

**Discrepancia N° 1:** Propuesta de adaptación del Manual de Procedimientos N° 23 “Cálculo de Potencia Firme y Determinación del Balance entre Empresas Generadoras Integrantes”, presentado mediante documento CDEC-SING C0013/2002 versión 4.0, en cumplimiento del Resuelvo 4 de la Resolución Ministerial N° 106/2003.

Dictamen: Aprueba la versión del Manual de Procedimiento como texto que adapta correctamente lo recomendado por la CNE y cumple con la instrucción dada por la RM N° 106.

**Discrepancia N° 2:** Objeciones a los cálculos de la Dirección de Operación relativas a la fecha desde la cual puede aplicarse las modificaciones al procedimiento dispuestas por la Resolución Ministerial N° 106 del año 2003.

Dictamen: Las disposiciones de la RM N° 106 deben aplicarse como parte integrante de la metodología que debió aplicarse en virtud de la RM N° 163, a los cálculos de transferencia de potencia de punta entre generadores, para el año 2000 y siguientes, por lo que se rechazan las objeciones presentadas a los cálculos de la Dirección de Operación relativas a la fecha de dicha aplicación.

**Discrepancia N° 3:** Objeciones a los cálculos de la Dirección de Operación relativas a la correcta aplicación de las Resoluciones Ministeriales 163 del año 2001 y 106 del año 2003, planteadas por la empresa Norgener.

Declaración de inadmisibilidad: “[...] esta discrepancia cabe declararla inadmisibles ya que de sus antecedentes y fundamentos se desprende que este Panel no puede entrar a conocer esta materia si, previamente, no se ha resuelto la Discrepancia N° 2-2005.”

**Discrepancia N° 4:** Tratamiento de la Dirección de Operación de las cotas mínimas de los embalses Laja y Rapel para el cálculo de Potencia Firme de los años 2000 al 2003, 2004 y 2005.

El dictamen fue: “Se deben mantener los valores de las cotas mínimas de los embalses Laja y Rapel que la Dirección de Operación ha utilizado en los cálculos de Potencia Firme de los años

2000 al 2003, 2004 y 2005, en cumplimiento de lo indicado en las diferentes resoluciones y dictámenes sobre la materia.”

**Discrepancia N° 5:** Respecto a propuesta presentada por GasAtacama al Directorio del CDEC-SING.

Declaración de inadmisibilidad: “[...] esta discrepancia cabe declararla inadmisibles ya que de sus antecedentes y fundamentos se desprende una falta de claridad insubsanable, dado que se mezclan de manera indisoluble, por las alternativas que se le someten, materias de las que autoriza el Reglamento de la LGSE para resolver por la vía de este Panel, con otras materias en las que es incompetente. No corresponde que el Panel especifique el tema de la discrepancia, lo que únicamente compete a las partes que la presentan para su solución.

**Discrepancia N° 6:** Aplicación por parte de la Dirección de Operación en el cálculo de Potencia Firme de lo resuelto por el Panel de Expertos en su Dictamen N° 2/2005.

El dictamen fue: La Dirección de Operación debe efectuar el cálculo del balance de transferencias de potencia de punta para los años 2000 a 2003, en lo relativo a la determinación de las demandas de punta de cada uno de los generadores, de la siguiente forma:

- a) Para los años 2000 y 2001 con la metodología establecida en la RM N° 163.
- b) Para los años 2002 y 2003 con la metodología establecida en la RM N° 106.

**Discrepancia N° 7:** Fijación de precios de servicios no consistentes en el suministro de energía a que se refiere el número 4 del artículo 90 LGSE, en conformidad al artículo 107 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

En el dictamen se zanjaron diferencias y precios definitivos para los SSAA que motivaron la discrepancia entre la CNE y el consultor de las empresas distribuidoras.

**Discrepancia N° 8:** Determinación de las Bases Técnicas y Administrativas Definitivas previstas en el artículo 71-14 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

El dictamen declara inhábil por conflicto de intereses a los consultores: “Se establece la inhabilidad absoluta para el equipo que llevará a cabo el Estudio, de participar, durante el desarrollo de éste, directa o indirectamente en estudios o asesorías a las empresas de transmisión troncal pertenecientes al SIC o al SING. De igual modo, la mencionada inhabilidad será válida, en los mismos términos, respecto de estudios o asesorías al resto de las empresas participantes y sólo en materias que estén directamente relacionadas con los contenidos del estudio de transmisión troncal. Las inhabilidades se aplicarán, tanto al nivel de las empresas consultoras o del consorcio constituido, como de los equipos que participarán en el estudio”.

**Discrepancia N° 9:** Bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión, indicadas en el artículo 71-39 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Se declara inadmisibles esta discrepancia.



NACIONES UNIDAS

Serie

CEPAL

recursos naturales e infraestructura

## Números publicados

1. Panorama minero de América Latina a fines de los años noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortiz y Nicole Moussa (LC/L.1253-P), N° de venta S.99.II.G.33 (US\$10,00), 1999. [www](#)
2. Servicios públicos y regulación. Consecuencias legales de las fallas de mercado, Miguel Solanes (LC/L.1252-P), N° de venta S.99.II.G.35 (US\$10,00), 1999. [www](#)
3. El código de aguas de Chile: entre la ideología y la realidad, Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1263-P), N° de venta S.99.II.G.43 (US\$10,00), 1999. [www](#)
4. El desarrollo de la minería del cobre en la segunda mitad del Siglo XX, Nicole Moussa, (LC/L.1282-P), N° de venta S.99.II.G.54 (US\$10,00), 1999. [www](#)
5. La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria, Patricio Rozas Balbontín, (LC/L.1284-P), N° de venta S.99.II.G.55 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
6. La Autoridad Internacional de los Fondos Marinos: un nuevo espacio para el aporte del Grupo de Países Latinoamericanos y Caribeños (GRULAC), Carmen Artigas (LC/L.1318-P), N° de venta S.00.II.G.10 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
7. Análisis y propuestas para el perfeccionamiento del marco regulatorio sobre el uso eficiente de la energía en Costa Rica, Rogelio Sotela (LC/L.1365-P), N° de venta S.00.II.G.34 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
8. Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú, Humberto Campodónico, (LC/L.1362-P), N° de venta S.00.II.G.35 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
9. La llamada pequeña minería: un renovado enfoque empresarial, Eduardo Chaparro, (LC/L.1384-P), N° de venta S.00.II.G.76 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
10. Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma, Héctor Pistonesi, (LC/L.1402-P), N° de venta S.00.II.G.77 (US\$10,00), 2000. [www](#)
11. Primer diálogo Europa-América Latina para la promoción del uso eficiente de la energía, Humberto Campodónico (LC/L.1410-P), N° de venta S.00.II.G.79 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
12. Proyecto de reforma a la Ley N°7447 “Regulación del Uso Racional de la Energía” en Costa Rica, Rogelio Sotela y Lidette Figueroa, (LC/L.1427-P), N° de venta S.00.II.G.101 (US\$10,00), 2000. [www](#)
13. Análisis y propuesta para el proyecto de ley de “Uso eficiente de la energía en Argentina”, Marina Perla Abruzzini, (LC/L.1428-P), N° de venta S.00.II.G.102 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
14. Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina, Roberto Kozulj (LC/L.1450-P), N° de venta S.00.II.G.124 (US\$10,00), 2000. [www](#)
15. El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) y el mercado de los derivados en Chile, Miguel Márquez D. (LC/L.1452-P) N° de venta S.00.II.G.132 (US\$10,00), 2000. [www](#)
16. Estudio sobre el papel de los órganos reguladores y de la defensoría del pueblo en la atención de los reclamos de los usuarios de servicios públicos, Juan Carlos Buezo de Manzanedo R. (LC/L.1495-P), N° de venta S.01.II.G.34 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
17. El desarrollo institucional del transporte en América Latina durante los últimos veinticinco años del siglo veinte, Ian Thomson (LC/L.1504-P), N° de venta S.01.II.G.49 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
18. Perfil de la cooperación para la investigación científica marina en América Latina y el Caribe, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1499-P), N° de venta S.01.II.G.41 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
19. Trade and Maritime Transport between Africa and South America, Jan Hoffmann, Patricia Isa, Gabriel Pérez (LC/L.1515-P), Sales No. E.00.G.II.57 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
20. La evaluación socioeconómica de concesiones de infraestructura de transporte: caso Túnel El Melón – Chile, Francisco Ghisolfo (LC/L.1505-P), N° de venta S.01.II.G.50 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
21. El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional, Ariela Ruiz-Caro (LC/L.1514-P), N° de venta S.01.II.G.56 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
22. El principio precautorio en el derecho y la política internacional, Carmen Artigas (LC/L.1535-P), N° de venta S.01.II.G.80 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
23. Los beneficios privados y sociales de inversiones en infraestructura: una evaluación de un ferrocarril del Siglo XIX y una comparación entre ésta y un caso del presente, Ian Thomson (LC/L.1538-P), N° de venta S.01.II.G.82 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)

24. Consecuencias del “*shock*” petrolero en el mercado internacional a fines de los noventa, Humberto Campodónico (LC/L.1542-P), N° de venta S.00.II.G.86 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
25. La congestión del tránsito urbano: causas y consecuencias económicas y sociales, Ian Thomson y Alberto Bull (LC/L.1560-P), N° de venta S.01.II.G.105 (US\$10,00), 2001. [www](#)
26. Reformas del sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina, Wolfgang Lutz. (LC/L.1563-P), N° de venta S.01.II.G.106 (US\$10,00), 2001. [www](#)
27. Administración del agua en América Latina y el Caribe en el umbral del siglo XXI, A. Jouravlev (LC/L.1564-P), N° de venta S.01.II.G.109 (US\$10,00), 2001. [www](#)
28. Tercer Diálogo Parlamentario Europa-América Latina para la promoción del uso eficiente de la energía, Humberto Campodónico (LC/L.1568-P), N° de venta S.01.II.G.111 (US\$10,00), 2001. [www](#)
29. Water management at the river basin level: challenges in Latin America, Axel Dourojeanni (LC/L.1583-P), Sales No. E.II.G.126 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
30. Telemática: Un nuevo escenario para el transporte automotor, Gabriel Pérez (LC/L.1593-P), N° de venta S.01.II.G.134 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
31. Fundamento y anteproyecto de ley para promover la eficiencia energética en Venezuela, Vicente García Dodero y Fernando Sánchez Albavera (LC/L.1594-P), N° de venta S.01.II.G.135 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
32. Transporte marítimo regional y de cabotaje en América Latina y el Caribe: El caso de Chile, Jan Hoffmann (LC/L.1598-P), N° de venta S.01.II.G.139 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
33. Mejores prácticas de transporte internacional en la Américas: Estudio de casos de exportaciones del Mercosur al Nafta, José María Rubiato (LC/L.1615-P), N° de venta S.01.II.G.154 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
34. La evaluación socioeconómica de concesiones de infraestructura de transporte: Caso acceso norte a la ciudad de Buenos Aires, Argentina, Francisco Ghisolfo (LC/L.1625-P), N° de venta S.01.II.G.162 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
35. Crisis de gobernabilidad en la gestión del agua (Desafíos que enfrenta la implementación de las recomendaciones contenidas en el Capítulo 18 del Programa 21), Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1660-P), N° de venta S.01.II.G.202 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
36. Regulación de la industria de agua potable. Volumen I: Necesidades de información y regulación estructural, Andrei Jouravlev (LC/L.1671-P), N° de venta S.01.II.G.206 (US\$ 10,00), 2001, Volumen II: Regulación de las conductas, Andrei Jouravlev (LC/L.1671/Add.1-P), N° de venta S.01.II.G.210 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
37. Minería en la zona internacional de los fondos marinos. Situación actual de una compleja negociación, Carmen Artigas (LC/L.1672-P), N° de venta S.01.II.G.207 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
38. Derecho al agua de los pueblos indígenas de América Latina, Ingo Gentes (LC/L.1673-P), N° de venta S.01.II.G.213 (US\$ 10,00), 2001.
39. El aporte del enfoque ecosistémico a la sostenibilidad pesquera, Jairo Escobar (LC/L.1669-P), N° de venta S.01.II.G.208, (US\$ 10,00), diciembre del 2001. [www](#)
40. Estudio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia a Costa Rica y Panamá, Víctor Rodríguez, (LC/L.1675-P; LC/MEX/L.515), N° de venta S.02.II.G.44, (US\$ 10,00), junio del 2002. [www](#)
41. Impacto de las tendencias sociales, económicas y tecnológicas sobre el Transporte Público: Investigación preliminar en ciudades de América Latina, Ian Thomson (LC/L.1717-P), N° de venta S.02.II.G.28, (US\$ 10,00), marzo del 2002. [www](#)
42. Resultados de la reestructuración energética en Bolivia, Miguel Fernández y Enrique Birhuet (LC/L.1728-P), N° de venta S.02.II.G.38, (US\$ 10,00), mayo del 2002. [www](#)
43. Actualización de la compilación de leyes mineras de catorce países de América Latina y el Caribe, Volumen I, compilador Eduardo Chaparro (LC/L.1739-P) No de venta S.02.II.G.52, (US\$ 10,00) junio del 2002 y Volumen II, (LC/L.1739/Add.1-P), No de venta S.02.II.G.53, (US\$ 10,00) junio del 2002. [www](#)
44. Competencia y complementación de los modos carretero y ferroviario en el transporte de cargas. Síntesis de un seminario, Myriam Echeverría (LC/L.1750-P) No de venta S.02.II.G.62, (US\$ 10,00), junio del 2002. [www](#)
45. Sistema de cobro electrónico de pasajes en el transporte público, Gabriel Pérez (LC/L.1752-P), No de venta S.02.II.G.63, (US\$ 10,00), junio del 2002. [www](#)
46. Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles, Roberto Kozulj (LC/L.1761-P), N° de venta: S.02.II.G.76, (US\$10,00), julio del 2002. [www](#)
47. Gestión del agua a nivel de cuencas: teoría y práctica, Axel Dourojeanni, Andrei Jouravlev y Guillermo Chávez (LC/L.1777-P), N° de venta S.02.II.G.92 (US\$ 10,00), septiembre del 2002. [www](#)
48. Evaluación del impacto socio-económico del transporte urbano, en la ciudad de Bogotá. El caso del sistema de transporte masivo transmilenio, Irma Chaparro (LC/L.1786-P), N° de venta S.02.II.G.100, (US\$ 10,00) septiembre del 2002. [www](#)
49. Características de la inversión y del mercado mundial de la minería a principios de la década de 2000, H. Campodónico y G. Ortiz (LC/L.1798-P), N° de venta S.02.II.G.111, (US\$ 10,00), octubre del 2002. [www](#)
50. La contaminación de los ríos y sus efectos en las áreas costeras y el mar, Jairo Escobar (LC/L.1799-P), N° de venta S.02.II.G.112, (US\$ 10,00), diciembre del 2002. [www](#)

51. Evolución de las políticas hídricas en América Latina y el Caribe, Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1826-P), N° de venta S.02.II.G.133, (US\$ 10,00), diciembre del 2002. [www](#)
52. Trade between Caribbean Community (CARICOM) and Central American Common Market (CACM) countries: the role to play for ports and shipping services, Alan Harding y Jan Hofmann (LC/L.1899-P), Sales No.: E.03.II.G.58, (US\$ 10,00), May, 2003. [www](#)
53. La función de las autoridades en las localidades mineras, Patricio Ruiz (LC/L.1911-P), N° de venta S.03.II.G.69, (US\$ 10,00), junio del 2003. [www](#)
54. Identificación de obstáculos al transporte terrestre internacional de cargas en el Mercosur, Ricardo J. Sánchez y Georgina Cipoletta Tomasian (LC/L.1912-P), N° de venta S.03.II.G.70, (US\$ 10,00), mayo del 2003. [www](#)
55. Energía y desarrollo sostenible: Posibilidades de financiamiento de las tecnologías limpias y eficiencia energética en el Mercosur, Roberto Gomelsky (LC/L.1923-P), N° de venta S.03.II.G.78 (US\$ 10,00), junio del 2003. [www](#)
56. Mejoramiento de la gestión vial con aportes específicos del sector privado, Alberto Bull, (LC/L. 1924-P), N° de venta: S.03.II.G.81, (US\$ 10,00), junio del 2003. [www](#)
57. Guías Prácticas para Situaciones Específicas, Manejo de Riesgos y Preparación para Respuesta a Emergencias Mineras, Zoila Martínez Castilla, (LC/L.1936-P), N° de venta: S.03.II.G.95, (US\$ 10,00), junio del 2003. [www](#)
58. Evaluación de la función y el potencial de las fundaciones mineras y su interacción con las comunidades locales Germán del Corral, (LC/L.1946-P), N° de venta S.03.II.G.104, (US\$ 10,00), julio del 2003. [www](#)
59. Acceso a la información: una tarea pendiente para la regulación latinoamericana, Andrei Jouravlev, (LC/L.1954-P), N° de venta S.03.II.G.109, (US\$ 10,00), agosto del 2003. [www](#)
60. Energía e pobreza: problemas de desenvolvimiento energético e grupos sociais marginais em áreas rurais e urbanas do Brasil, Roberto Schaeffer, Claude Cohen, Mauro Araújo Almeida, Carla Costa Achão, Fernando Monteiro Cima, (LC/L.1956-P), N° de venta: P.03.II.G.112, (US\$ 10,00), septiembre del 2003. [www](#)
61. Planeamiento del desarrollo local, Hernán Blanco (LC/L. 1959-P), N° de venta: S.03.II.G.117, (US\$ 10,00), septiembre del 2003. [www](#)
62. Coherencia de las políticas públicas y su traducción en esquemas regulatorios consistentes. Caso del diesel oil en Chile, Pedro Maldonado G., (LC/L.1960-P), N° de venta: S.03.II.G.116, (US\$ 10,00), agosto del 2003. [www](#)
63. Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe, Manlio Coviello (LC/L.1976-P), N° de venta: S.03.II.G.134, (US\$ 10,00), octubre del 2003. [www](#)
64. Estudios sobre los convenios y acuerdos de cooperación entre países de América Latina y el Caribe, en relación con sistemas hídricos y cuerpos de agua transfronterizos, María Querol, (LC/L.2002-P), N° de venta: S.03.II.G.163 (US\$ 10,00), noviembre del 2003. [www](#)
65. Energías renovables y eficiencia energética en América Latina y el Caribe. Restricciones y perspectivas. Hugo Altomonte, Manlio Coviello, Wolfgang Lutz, (LC/L.1977-P) N° de venta: S.03.II.G.135 (US\$ 10,00), octubre del 2003. [www](#)
66. Los municipios y la gestión de los recursos hídricos, Andrei Jouravlev, (LC/L.2003-P), N° de venta S.03.II.G.164 (US\$10,00) octubre del 2003. [www](#)
67. El pago por el uso de la infraestructura de transporte vial, ferroviario y portuario, concesionada al sector privado, Ricardo J. Sánchez, (LC/L.2010-P), N° de venta S.03.II.G.172 (US\$10,00), noviembre del 2003. [www](#)
68. Comercio entre los países de América del Sur y los países de la Comunidad del Caribe (CARICOM): el papel que desempeñan los servicios de transporte, Ricardo J. Sánchez y Myriam Echeverría, (LC/L.2011-P), N° de venta S.03.II.G.173 (US\$10,00), noviembre del 2003. [www](#)
69. Tendencias recientes del mercado internacional del petróleo, Ariela Ruiz-Caro, (LC/L.2021-P), N° de venta S.03.II.G.183 (US\$10,00), diciembre del 2003. [www](#)
70. La pequeña minería y los nuevos desafíos de la gestión pública, Eduardo Chaparro Ávila (LC/L.2087-P), N° de venta S.04.II.26 (US\$ 10,00) abril del 2004. [www](#)
71. Situación y perspectivas de la minería aurífera y del mercado internacional del oro, Ariela Ruiz-Caro, (LC/L.2135-P) N° de venta S.04.II.64 (US\$ 10,00) julio del 2004. [www](#)
72. Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur, Pedro Maldonado y Rodrigo Palma (LC/L.2158-P), N° de venta S.04.II.86 (US\$ 10,00) julio del 2004. [www](#)
73. Fundamentos para la constitución de un mercado común de electricidad, Alfredo Muñoz (LC/L.2159-P), N° de venta S.04.II.87 (US\$ 10,00) julio del 2004. [www](#)
74. Los servicios de agua potable y saneamiento en el umbral el siglo XXI, Andrei Jouravlev, (LC/L.2169-P), N° de venta S.04.II.G.98 (US\$10,00), diciembre del 2004. [www](#)
75. Desarrollo de infraestructura y crecimiento económico: revisión conceptual, Patricio Rozas y Ricardo J. Sánchez (LC/L.2182P), N° de venta S.04.II.G.109 (US\$ 10,00) agosto del 2004. [www](#)
76. Industria minera de los materiales de construcción. Su sustentabilidad en Sudamérica, Marcela Cárdenas y Eduardo Chaparro (LC/L.2186-P), N° de venta S.04.II.G.114 (US\$ 10,00), octubre del 2004. [www](#)
77. La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de integración de mercados, Roberto Kozulj (LC/L.2195-P), N° de venta S.04.II.122 (US\$ 10,00) octubre del 2004. [www](#)

78. Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de países seleccionados de América Latina, Humberto Campodónico, (LC/L.2200-P), N° de venta S.04.II.130 (US\$ 10,00) octubre del 2004. [www](#)
79. Concesiones viales en América Latina: situación actual y perspectivas, Alberto Bull (LC/L.2207-P), N° de venta S.04.II.G.131 (US\$10,00), septiembre del 2004. [www](#)
80. Mercados (de derechos) de agua: experiencias y propuestas en América del Sur, Andrei Jouravlev (LC/L.2224-P), N° de venta S.04.II.G.142 (US\$10,00), noviembre del 2004. [www](#)
81. Protección marítima y portuaria en América del Sur, Ricardo J. Sánchez, Rodrigo García, María Teresa Manosalva, Sydney Rezende, Martín Sgut (LC/L.2226-P), N° de venta S.04.II.G.145 (US\$ 10.00), noviembre del 2004. [www](#)
82. Puertos y transporte marítimo en América Latina y el Caribe: un análisis de su desempeño reciente, Ricardo J. Sánchez (LC/L.2227-P), N° de venta S.04.II.G.146 (US\$ 10.00), noviembre del 2004. [www](#)
83. Perspectivas de sostenibilidad energética en los países de la Comunidad Andina, Luiz Augusto Horta (LC/L.2240-P), N° de venta S.04.II.G.160 (US\$ 10,00), septiembre del 2004. [www](#)
84. Determinantes del precio *spot* del cobre en las bolsas de metales, Juan Cristóbal Ciudad (LC/L.2241-P), N° de venta S.04.II.G.161 (US\$ 10,00), octubre del 2004. [www](#)
85. Situación y tendencias recientes del mercado del cobre, Juan Cristóbal Ciudad, Jeannette Lardé, Andrés Rebolledo y Aldo Picozzi (LC/L.2242-P), N° de venta S.04.II.G.162 (US\$ 10,00), octubre del 2004. [www](#)
86. El desarrollo productivo basado en la explotación de los recursos naturales, Fernando Sánchez Albavera (LC/L.2243-P), N° de venta S.04.II.G.163 (US\$ 10.00), diciembre del 2004. [www](#)
87. La mujer en la pequeña minería de América Latina: El caso de Bolivia, Eduardo Chaparro (LC/L.2247-P), N° de venta S.05.II.G.5 (US\$ 10,00), marzo del 2005. [www](#)
88. Crisis de la industria del gas natural en Argentina, Roberto Kozulj (LC/L.2282-P), N° de venta S.05.II.G.34 (US\$ 10,00), marzo del 2005. [www](#)
89. Bases conceptuales para la elaboración de una nueva agenda sobre los recursos naturales, Fernando Sánchez Albavera (LC/L.2283-P), N° de venta S.05.II.G.35 (US\$ 10,00), marzo del 2005. [www](#)
90. Administración del agua en América Latina: situación actual y perspectivas, Andrei Jouravlev (LC/L.2299-P), N° de venta S.05.II.G.38 (US\$ 10,00), marzo del 2005. [www](#)
91. Situación y perspectivas de la minería metálica en Argentina, Oscar Prado (LC/L.2302-P), N° de venta S.05.II.G.47 (US\$ 10,00), abril del 2005. [www](#)
92. Los recursos naturales en los tratados de libre comercio con Estados Unidos, Ariela Ruiz-Caro (LC/L.2325-P), N° de venta S.05.II.G.68 (US\$ 10,00), mayo del 2005. [www](#)
93. Privatización, reestructuración industrial y prácticas regulatorias en el sector telecomunicaciones, Patricio Rozas Balbontín (LC/L.2331-P), N° de venta S.05.II.G.82 (US\$ 10,00), junio del 2005. [www](#)
94. Provisión de infraestructura de transporte en América Latina: experiencia reciente y problemas observados, Ricardo J. Sánchez y Gordon Wilmsmeier (LC/L.2360-P), N° de venta S.05.II.G.86 (US\$ 10,00), agosto del 2005. [www](#)
95. Condiciones y características de operación de la industria minera en América Latina, durante el bienio 2004-2005, Eduardo Chaparro y Jeannette Lardé (LC/L.2371-P), N° de venta S.05.II.G.113 (US\$ 10,00), septiembre del 2005. [www](#)
96. Entidades de gestión del agua a nivel de cuenca: experiencia de Argentina, Víctor Pochat (LC/L.2375-P), N° de venta S.05.II.G.120 (US\$ 10,00), septiembre del 2005. [www](#)
97. Bridging infrastructural gaps in Central America: prospects and potential for maritime transport, Ricardo J. Sánchez and Gordon Wilmsmeier (LC/L.2386-P), Sales No.: E.05.II.G.129, (US\$ 10,00), September, 2005. [www](#)
98. Las industrias extractivas y la aplicación de regalías a los productos mineros, César Polo Robilliard (LC/L.2392-P), N° de venta S.05.II.G.135 (US\$ 10,00), octubre del 2005. [www](#)
99. Conceptos, instrumentos mecanismos y medio de fomento en la minería de carácter social en México, Esther Marchena León y Eduardo Chaparro (LC/L.2393-P), N° de venta S.05.II.G.136 (US\$ 10,00), noviembre del 2005. [www](#)
100. La volatilidad de los precios del petróleo y su impacto en América Latina Fernando Sánchez-Albavera y Alejandro Vargas, (LC/L.2389-P), N° de venta S.05.II.G.132 (US\$ 10,00), septiembre del 2005. [www](#)
101. Integrando economía, legislación y administración en la administración del agua, Andrei Jouravlev (LC/L.2389-P), N° de venta S.05.II.G.132 (US\$ 10,00), octubre del 2005.
102. La seguridad vial en la región de América Latina y el Caribe, situación actual y desafíos, Rosemarie Planzer (LC/L.2402-P), N° de venta S.05.II.G.149 (US\$ 10,00), octubre del 2005. [www](#)
103. Ciudades puerto en la economía globalizada: alcances teóricos de la arquitectura organizacional de los flujos portuarios, José Granda (LC/L.2407-P), N° de venta S.05.II.G.154 (US\$ 10,00), noviembre del 2005. [www](#)
104. Conectividad, ámbitos de impacto y desarrollo territorial: el caso de Chile, Oscar Figueroa y Patricio Rozas (LC/L.2418-P), N° de venta S.05.II.G.165 (US\$ 10,00), diciembre del 2005. [www](#)
105. Sociedad, mercado y minería. Una aproximación a la responsabilidad social corporativa, Eduardo Chaparro Ávila (LC/L.2435-P), N° de venta S.05.II.G.181 (US\$ 10,00), diciembre del 2005. [www](#)
106. La integración energética en América Latina y el Caribe, Ariela Ruiz-Caro (LC/L.2506-P), N° de venta S.06.II.G.38 (US\$ 10,00), marzo de 2006. [www](#)

107. Los ejes centrales para el desarrollo de una minería sostenible, César Polo Robilliard (LC/L.2520-P), N° de venta S.06.II.G.47 (US\$ 10,00), mayo de 2006. [www](#)
108. Desarrollo urbano e inversiones en infraestructura: elementos para la toma de decisiones, Germán Correa y Patricio Rozas (LC/L.2522-P), N° de venta S.06.II.G.49 (US\$ 10,00), mayo de 2006. [www](#)
109. Minería y competitividad internacional en América Latina, Fernando Sánchez-Albavera y Jeannette Lardé, (LC/L.2532-P), N° de venta S.06.II.G.59 (US\$ 10,00), junio de 2006. [www](#)
110. Hacia un desarrollo sustentable e integrado de la Amazonía, Pedro Bara Neto, Ricardo J. Sánchez, Gordon Wilmsmeier (LC/L.2548-P), N° de venta S.06.II.G.76 (US\$ 10,00), junio de 2006. [www](#)
111. Water governance for development and sustainability, Miguel Solanes y Andrei Jouravlev, (LC/L.2556-P), N° de venta S.06.II.G.84 (US\$ 10,00), junio de 2006. [www](#)
112. Indicadores de productividad para la industria portuaria. Aplicación en América Latina y el Caribe, Octavio Doerr y Ricardo J. Sánchez, (LC/L.2578-P), N° de venta S.06.II.G.108 (US\$ 10,00), julio de 2006. [www](#)
113. Conectividad, ámbitos de impacto y desarrollo territorial: análisis de experiencias internacionales, Oscar Figueroa y Patricio Rozas (LC/L.2586-P), N° de venta S.06.II.G.119 (US\$ 10,00), agosto de 2006. [www](#)
114. La importancia de la actividad minera en la economía y sociedad peruana, Miguel E. Santillana, (LC/L.2590-P), N° de venta S.06.II.G.120 (US\$ 10,00), agosto de 2006. [www](#)
115. Instrumentos para la toma de decisiones en políticas de seguridad vial en América Latina, José Ignacio Nazif, Diego Rojas, Ricardo J. Sánchez, Álvaro Velasco Espinosa, (LC/L.2591-P), N° de venta S.06.II.G.121 (US\$ 10,00), agosto de 2006. [www](#)
116. Oportunidades de negocios para proveedores de bienes, insumos y servicios mineros en Chile, Guillermo Olivares y Armando Valenzuela (LC/L.2614-P), N° de venta S.06.II.G.139 (US\$ 10,00), septiembre de 2006. [www](#)
117. Efectos económicos de las nuevas medidas de protección marítima y portuaria, Martín Sgut (LC/L.2615-P), N° de venta S.06.II.G.140 (US\$ 10,00), septiembre de 2006. [www](#)
118. Sostenibilidad y seguridad de abastecimiento eléctrico: estudio de caso sobre Chile con posterioridad a la Ley 20.018, Pedro Maldonado, Benjamín Herrera (LC/L.2661-P) N° de venta S.07.II.G.12 (US\$ 10,00), enero de 2007. [www](#)

### Otros títulos elaborados por la actual División de Recursos Naturales e Infraestructura y publicados bajo la Serie Medio Ambiente y Desarrollo

1. Las reformas energéticas en América Latina, Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte (LC/L.1020), abril de 1997. [www](#)
2. Private participation in the provision of water services. Alternative means for private participation in the provision of water services, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1024), mayo de 1997 (inglés y español). [www](#)
3. Procedimientos de gestión para un desarrollo sustentable (aplicables a municipios, microrregiones y cuentas), Axel Dourojeanni (LC/L.1053), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
4. El Acuerdo de las Naciones Unidas sobre pesca en alta mar: una perspectiva regional a dos años de su firma, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1069), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
5. Litigios pesqueros en América Latina, Roberto de Andrade (LC/L.1094), febrero de 1998 (español e inglés). [www](#)
6. Prices, property and markets in water allocation, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1097), febrero de 1998 (inglés y español). [www](#)
8. Hacia un cambio en los patrones de producción: Segunda Reunión Regional para la Aplicación del Convenio de Basilea en América Latina y el Caribe (LC/L.1116 y LC/L.1116 Add/1), vol. I y II, septiembre de 1998. [www](#)
9. Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina, Humberto Campodónico (LC/L.1121), abril de 1998. [www](#)
10. Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". Guía para la formulación de los marcos regulatorios, Pedro Maldonado, Miguel Márquez e Iván Jaques (LC/L.1142), septiembre de 1998. [www](#)
11. Panorama minero de América Latina: la inversión en la década de los noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortiz y Nicole Moussa (LC/L.1148), octubre de 1998. [www](#)
12. Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú, Humberto Campodónico (LC/L.1159), noviembre de 1998. [www](#)
13. Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables: el caso de la geotermia, Manlio Coviello (LC/L.1162), diciembre de 1998. [www](#)

14. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las debilidades del marco regulatorio eléctrico en materia de los derechos del consumidor. Identificación de problemas y recomendaciones de política, Patricio Rozas (LC/L.1164), enero de 1999. **www**
15. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Primer Diálogo Europa-América Latina para la Promoción del Uso Eficiente de la Energía (LC/L.1187), marzo de 1999. **www**
16. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Lineamientos para la regulación del uso eficiente de la energía en Argentina, Daniel Bouille (LC/L.1189), marzo de 1999. **www**
17. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la Energía en América Latina”. Marco Legal e Institucional para promover el uso eficiente de la energía en Venezuela, Antonio Ametrano (LC/L.1202), abril de 1999. **www**

- 
- El lector interesado en adquirir números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago de Chile, Fax (562) 210 2069, correo electrónico: publications@eclac.cl.
  - Disponible también en Internet: <http://www.cepal.org/> o <http://www.eclac.org>

Nombre: .....
Actividad: .....
Dirección: .....
Código postal, ciudad, país: .....
Tel.: .....Fax: .....E-mail: .....