

Distr.
RESTRINGIDA

LC/R. 1494/Rev.1
13 de abril de 1995

ORIGINAL: ESPAÑOL

C E P A L

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

**REESTRUCTURACIÓN ENERGÉTICA Y DESARROLLO SUSTENTABLE:
EL CASO DEL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO */**

***/ Este trabajo fue preparado para la Unidad de Recursos Naturales, División de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) por el Programa de Investigaciones en Energía (PRIEN) de la Universidad de Chile. Su elaboración estuvo a cargo de Pedro Maldonado y Miguel Márquez y contó con la colaboración de Iván Jaques y los comentarios de William Sánchez. Agradecemos igualmente los comentarios y sugerencias de Fernando Sánchez Albavera, Hugo Altomonte, Renato Salazar y Francisco Aguirre. Las opiniones expresadas en este informe son de la exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización. Este documento no ha sido sometido a revisión editorial.**

95-9-1099

REESTRUCTURACIÓN ENERGÉTICA Y DESARROLLO SUSTENTABLE: EL CASO DEL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO

SÍNTESIS Y CONCLUSIONES	1
INTRODUCCIÓN	3
I. REGULACIÓN Y MERCADO ELÉCTRICO: Un marco conceptual	5
A. Evolución del subsector eléctrico en América Latina	5
B. Críticas al modelo de desarrollo eléctrico seguido hasta los ochenta	6
C. Desafíos y principios bajo los cuales debería desarrollarse el subsector	8
D. La competencia: ¿un objetivo de la reforma o un medio para alcanzar la eficiencia?	9
E. Condiciones básicas para mercados eléctricos competitivos	11
F. Rol del Estado y el desarrollo del subsector eléctrico	13
G. El rol del sector privado	15
H. La reestructuración y la sustentabilidad del desarrollo	16
II. BREVE HISTORIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO: Un sector con vocación desarrollista y de servicio público	19
A. Albores del desarrollo eléctrico chileno	19
B. La creación de la ENDESA	21
C. Desde fines de los setenta a la fecha	25
III. LAS REFORMAS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO CHILENO: Del servicio público al negocio del servicio	30
A. Contexto económico-político de los cambios propuestos	30
B. Los cambios estructurales en el sector eléctrico: propuestas y objetivos	31
C. El marco regulatorio	33
D. El sistema tarifario	36
E. Las privatizaciones: los casos de Endesa y Chilectra	38
IV. EL SUBSECTOR ELÉCTRICO CHILENO HOY: Un balance preliminar.	48
A. El mercado eléctrico	48
B. De los propósitos a la realidad	51
C. Las tarifas eléctricas: un indicador de eficiencia?	60

V. LA PLANIFICACIÓN Y EL DESARROLLO SUSTENTABLE	62
A. Instancias y mecanismos de planificación que contempló la reforma en Chile	63
B. Limitaciones del sistema de planificación vigente	64
C. La planificación y el desarrollo sustentable	66
NOTAS Y BIBLIOGRAFÍA	69

Indice de recuadros

		<u>Página</u>
Recuadro 2.1	Algunos hechos notables del desarrollo eléctrico chileno	20
Recuadro 2.2	El sector eléctrico en Chile: características más importantes, 1993	27
Recuadro 3.3	El marco institucional del sector eléctrico chileno	33
Recuadro 3.4	El Decreto con Fuerza de Ley (Nº1 DFL 1) de 1982 ó Ley General de Servicios Eléctricos	34
Recuadro 3.5	El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)	35
Recuadro 3.6	La privatización de ENDESA	43
Recuadro 3.7	Las privatizaciones en Chile, una visión crítica	45
Recuadro 4.1	Inversiones del Grupo ENERSIS en el subsector eléctrico	50
Recuadro 4.2	Proyecto de Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos	57

Indice de Figuras

Figura 1	Mapa del Sistema Interconectado del Norte Grande	23
Figura 2	Mapa del Sistema Interconectado Central (1989)	24
Figura 3	Esquema Tarifario	39

Indice de Cuadros

		<u>Página</u>
Cuadro 2.1	Principales Centrales del Sistema Interconectado Central a 1988	26
Cuadro 2.2	Precios de las acciones eléctricas, algunos años	28
Cuadro 2.3	Demandas de energía y potencia, 1993	29
Cuadro 3.1	Evolución de la distribución del capital de ENDESA	42
Cuadro 4.1	Potencia Instalada, 1994	49
Cuadro 4.2	Algunos proyectos en generación eléctrica, 1995-1997	53
Cuadro 4.3	Precios internos de la electricidad al consumidor. Algunos países de América Latina	60

SÍNTESIS Y CONCLUSIONES

El estudio expuesto en las páginas siguientes intenta una visión distinta de la hasta ahora conocida respecto del proceso de reforma del subsector eléctrico chileno.

El punto de vista inicial del estudio fue evaluar el funcionamiento técnico y económico del sector eléctrico después de los cambios, averiguar qué resultados se habían obtenido en el subsector teniendo presente los objetivos iniciales propuestos, para luego, esta vez desde una perspectiva de largo plazo, evaluar dichos cambios en el contexto del desarrollo sustentable.

El subsector eléctrico funciona razonablemente bien. Tal es la afirmación que es posible desprender del estudio. No obstante, esta afirmación es acompañada de algunas preguntas y dudas, ¿son perfectibles las limitaciones y obstáculos que existen en el mercado eléctrico de manera tal de hacerlo más eficiente?, ¿es ello posible?, etc. Las dudas tienden a aumentar cuando las preguntas apuntan a aspectos relativos al desarrollo sustentable: ¿cómo hacer compatible un crecimiento acelerado y el necesario resguardo del medio ambiente?, ¿cómo precaverse de que las opciones energéticas, en este caso eléctricas, sean las óptimas, desde el punto de vista país?, ¿cómo y quién garantiza la electricidad para los sectores marginalizados de nuestra sociedad?

Si el supuesto implícito en las medidas adoptadas por la reestructuración era que éstas debían redundar en una mayor eficiencia en el sector eléctrico, en un sentido amplio, esto es: incluyendo la eficiencia social en la asignación de los recursos, intra e intersectorial, promoviendo la competencia, la descentralización y desconcentración de la propiedad de las empresas del sector, otorgando un rol determinante al sector privado y de subsidiariedad al Estado, los resultados parecieran ser magros.

Es posible afirmar que la reestructuración del subsector eléctrico chileno adolece de ciertas debilidades y limitaciones que pueden ser agrupadas en tres grandes conjuntos: el primero, que comprende aquellos campos o áreas que evidencian ciertas distorsiones y obstáculos relativos al desarrollo eficiente del sistema eléctrico en el largo plazo, pero perfectibles a nivel de la legislación o de los procesos al interior del sistema mismo, un claro ejemplo de ello lo constituyen los problemas relativos al sistema de transmisión y su impacto en la competencia en el mercado eléctrico; un segundo conjunto de problemas en el mismo contexto que los anteriores, pero esta vez de carácter estructural, por ende más complejo en sus soluciones, como es el caso de los derechos de agua y los elevados grados de integración vertical/horizontal e intrasectorial, por ejemplo; y finalmente, aquel conjunto de problemas que desbordan el funcionamiento del sistema eléctrico y energético y que afectan la sustentabilidad misma del modelo de crecimiento.

La virtual identidad entre eficiencia y rentabilidad que pareciera prevalecer en la mayoría de los estudios hasta ahora publicados en relación al subsector eléctrico chileno, impiden, a partir de éstos, pronunciarse en relación a los resultados derivados de la reestructuración y especialmente de las privatizaciones. En efecto, la rentabilidad empresarial -en el subsector- no necesariamente coincide con eficiencia -en la asignación de los recursos- desde el punto de vista de la sustentabilidad del desarrollo.

Pareciera del todo oportuno, hacer nuestra la siguiente afirmación:

"...No estamos en condiciones de responder la pregunta que planteamos en 1988: de si es probable o no que una industria privatizada de abastecimiento de energía eléctrica tenga costos globales más bajos a los que registraría si permaneciera en manos del Estado y de que, por consiguiente, pueda ofrecer precios más bajos a sus consumidores...", (Comisión Parlamentaria en la Cámara de los Comunes de Gran Bretaña, marzo de 1992).

El tiempo transcurrido desde la reestructuración a la fecha, pareciera coincidir con aquél del ejemplo citado, por un lado; por el otro, es probable que de plantearse en Chile la misma pregunta, la respuesta no difiera en demasía de aquella que los británicos se han dado.

La falta de una evaluación de los resultados del proceso reestructurador en el subsector eléctrico, como la implícitamente sugerida más arriba, no excluye el que se intente conciliar su crecimiento y virtual expansión con el desarrollo sustentable, lo que en buenas cuentas significa, no sólo adoptar algunas medidas tendientes a garantizar un suministro oportuno y eficiente a costos razonables en el largo plazo, especialmente, sino además, respetar el medio ambiente y propender a la equidad.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años Chile ha experimentado importantes avances en distintas áreas de su desarrollo económico y social y en la consolidación de su democracia. Sin embargo, existen algunas tareas pendientes destinadas a asegurar la sustentabilidad del proceso de desarrollo; particularmente, en lo que atañe a su capacidad de generar y adaptar el conocimiento científico y tecnológico, asegurar una distribución equitativa de los resultados del proceso de crecimiento y lograr un medio ambiente sustentable.

En otras palabras, el desafío consiste en precisar, lo que significa el proceso de materialización de las potencialidades de desarrollo de una sociedad, claramente distinto de la simple adición de magnitudes derivadas del proceso de crecimiento sectorial o nacional.

En este contexto, debería analizarse la evolución del sistema energético; ya que la energía constituye un componente fundamental en cualquier estrategia de desarrollo sustentable, no sólo debido a su peculiar ubicuidad en toda actividad humana, sino también al rol decisivo que ésta posee en la competitividad del país, el medio ambiente, la autodeterminación nacional, y la integración y mejoramiento de la calidad de vida de los sectores marginados económica y/o geográficamente.

El problema del desarrollo energético chileno, desde la perspectiva del desarrollo sustentable con equidad, no ha sido abordado en su integridad ni se le ha asignado la importancia que corresponde. En este contexto, el país debería responder, entre otras, a preguntas como las siguientes:

- ¿en qué medida seguirá siendo el petróleo la fuente energética dominante? (actualmente, representa un 40% del consumo total de energía)
- ¿qué significa para el país depender casi exclusivamente de petróleo importado (el país se abastece en un 90% de petróleo importado)?
- ¿cómo afectarán al desarrollo nacional la restricciones de índole medioambiental -presumiblemente mucho más severas en el futuro- que la sociedad chilena y la comunidad internacional impondrán a los proyectos hidroeléctricos y a la combustión del carbón y de los hidrocarburos?
- ¿qué efecto tendrán los distintos patrones o estilos de desarrollo industrial, desarrollo urbano, calidad de vida, etc. sobre el nivel y composición de la demanda de energía?
- ¿quién y cómo, bajo las actuales condiciones de mercado, con grados crecientes de internacionalización garantiza, en el largo plazo, un suministro eficiente y oportuno de energía?

La importancia de las inversiones en electricidad -aproximadamente 3/4 de la inversión energética del país-, el grado creciente de electrificación de las actividades nacionales, el hecho que el sector petróleo se haya mantenido en el área estatal y el carácter paradigmático que pareciera haber adquirido para otros países la reforma del sistema eléctrico chileno, recomiendan concentrar el presente análisis en los objetivos, contenido y resultados preliminares de la reforma y reestructuración de dicho sistema, en un contexto de desarrollo sustentable.

Con el objeto de evaluar los resultados del proceso de reforma del sector eléctrico, se han establecido algunas premisas de base que constituyen el hilo conductor en el desarrollo de este trabajo, ellas son:

- Ni la intervención estatal absoluta ni el liberalismo a ultranza serían garantía de eficiencia económica,
- la liberalización total no es factible, ya que no existen mercados competitivos en toda la cadena eléctrica,
- el mercado de la electricidad determina que la regulación sea inevitable, independientemente del régimen de propiedad de las empresas,
- una mayor intervención del Estado no es garantía de una regulación eficaz
- la capacidad de regulación del Estado deberá reforzarse sostenidamente para responder a un funcionamiento del mercado cada vez más complejo, sobre todo considerando la integración energética creciente y la mayor apertura de las economías,
- la integración vertical, particularmente cuando se trata de la generación y transmisión, puede afectar negativamente la competitividad.

La apertura comercial y las condiciones planteadas por los organismos multilaterales para financiar las cuantiosas inversiones que requiere el sector eléctrico de los países en desarrollo, constituyen señales de ineludibles reformas institucionales. En efecto, éstas incluyen, prácticamente como una exigencia, la participación del sector privado, la incorporación de prácticas comerciales que privilegian la rentabilidad y no el servicio en sí mismo, la introducción del uso eficiente de la electricidad y la protección del medio ambiente.

El abastecimiento eléctrico presenta características que lo diferencian del resto de los energéticos: la energía generada debe ser en cada instante igual a la energía demandada, la demanda es muy variable a lo largo del día, la semana y el año (lo que exige un parque generador diversificado), la calidad del suministro no depende sólo de la producción sino también, de las características de la demanda. Estas particularidades, unidas a la crisis por la que atravieza la industria eléctrica en muchos países de América Latina, recomiendan no abandonar un debate que ya tiene algunos años, el que deberá incorporar, desde una perspectiva regional, las opciones de reforma y el análisis de las experiencias más cercanas.

Si bien la experiencia chilena es relativamente reciente y, por ende, las conclusiones que puedan desprenderse de ella son incompletas e incluso discutibles, el ya mencionado debate en torno a la necesidad de reformar la industria eléctrica en la mayoría de los países en desarrollo y, aún, en los desarrollados, y el carácter de ejemplo que algunos asignan al caso chileno, justifican el desafío de emprender esta tarea.

Más aún, dicho debate debe incorporar la perspectiva del desarrollo sustentable, preocupación ausente, por lo menos en las primeras etapas del proceso de privatización del subsector eléctrico chileno. De hecho, la sustentabilidad de los recursos, la protección del medio ambiente o la equidad no formaron parte de los objetivos de la reestructuración.

I. REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO: MARCO CONCEPTUAL

América Latina y los países en desarrollo en general, sacan sus cuentas después de una década aciaga en el cumplimiento de objetivos de desarrollo y de mejoramiento de niveles en la calidad de vida. La búsqueda de opciones de crecimiento en un marco de desarrollo sustentable y con equidad se ve influenciada por los cambios tecnológicos y políticos, permeando, no sólo a los gobiernos, sino también a las instituciones financieras susceptibles de solventar, aunque sea parcialmente, algunas de las abundantes necesidades de capital de los países de la Región.

Las palabras claves, a nivel país, son las de ajuste financiero y fiscal, competitividad y crecimiento. El cumplimiento más o menos estricto de los mensajes que derivan de tales consignas, se supone, establece las condiciones para una mayor o menor afluencia de capitales privados y /o de la banca internacional para financiar proyectos diversos. Su correlato, en el subsector eléctrico, es el saneamiento financiero de las empresas, su reestructuración, la privatización, la liberalización de las tarifas, etc.

Los países de la Región han avanzado en el proceso de reestructuración del sector energético, en general, y del subsector eléctrico en particular, de acuerdo a las condiciones económicas, sociales y políticas específicas de cada uno de ellos. En dicho contexto, el marco regulatorio, así como el rol del Estado, constituyen aspectos centrales en el funcionamiento de mercados eléctricos privatizados o no, y eventualmente, "desintegrados" o en vías de serlo. Los problemas y complejidades técnicas, económicas y políticas, que de este proceso derivan, exigen realizar un esfuerzo que permita establecer, en la medida de lo posible, los límites e implicaciones de los procesos reestructuradores en el subsector eléctrico a la luz del caso chileno y también, de otras experiencias a nivel mundial.

A. Evolución del subsector eléctrico en América Latina

El desarrollo del subsector eléctrico en el mundo posee más elementos comunes que diferencias, en particular en los países en desarrollo. En efecto, en la mayoría de los casos, se generaron estructuras monopólicas, reguladas en base a una tasa de retorno sobre el capital invertido y con una fuerte presencia del Estado en la planificación, operación y propiedad del sistema. Ello se explicaba por los elevados requerimientos de capital, lenta maduración de las inversiones, riesgos económicos y técnicos, necesidad de concentrar los escasos recursos humanos -altamente calificados- requeridos para el desarrollo de la actividad y el rol estratégico que se asignaba al subsector en el desarrollo nacional.

La nacionalización del subsector eléctrico ocurrida con una cierta simultaneidad en América Latina en los años cincuenta, aparece asociada a una estrategia de desarrollo económico y social en donde el rol del Estado es considerado crucial. Si bien el enfoque de servicio público condujo a una expansión del índice de electrificación y particularmente, en algunos países, a impulsar la electrificación rural -la población electrificada en la Región aumentó de 40 a 70% en los últimos 20 años-, ello no estuvo exento de serias dificultades desde el punto de vista financiero.

Aunque la situación descrita, en lo que respecta a la propiedad de las empresas, empieza a cambiar, -particularmente en América Latina-, algunas especificidades de la industria explican la reticencia que se advierte en algunos países y grupos de opinión especializados, por modificar las estructuras originales. La resistencia al cambio proviene de la importancia de las economías de escala y de coordinación o alcance en las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad.¹ De acuerdo con OLADE, dichas economías de alcance provienen de reducciones de costos derivadas de: la coordinación -en función de su incidencia en los costos totales- en la entrada de las distintas centrales al sistema; la reducción de la demanda máxima simultánea, debido a los factores de coincidencia de las demandas individuales; y de la mayor seguridad y calidad del servicio, derivada de la interconexión de los distintos sistemas eléctricos.

B. Críticas al modelo de desarrollo eléctrico seguido hasta los ochenta

Con mayor o menor fuerza, en las últimas dos décadas se ha ido generalizando una crítica a la forma adoptada en los distintos países -particularmente en desarrollo- para abordar la evolución de su subsector eléctrico. En parte importante, esta crítica proviene de:

- (1) la crisis financiera por la que atraviezan las empresas eléctricas estatales, en muchos casos, debido a tarifas fijadas -políticamente- por debajo de los costos,
- (2) los diversos impactos financieros derivados de fluctuaciones financieras y monetarias en los mercados nacionales e internacionales,
- (3) las devaluaciones realizadas en los años ochenta, las que se tradujeron en un elevado fardo financiero para las empresas, las que se endeudaron para financiar inversiones propias o requerimientos de otros sectores de la economía, presionadas por sus gobiernos²,
- (3) el endeudamiento externo provocado por la expansión del sector³,
- (4) las interferencias políticas del Gobierno en el manejo diario de las empresas;
- (5) los errores en la planificación, que condujeron a una sobre o subestimación en las inversiones del subsector.
- (6) la dificultad creciente para financiar las inversiones del sector. Los países en desarrollo necesitarían US\$ 100.000 millones anuales para el subsector y las agencias multi y bilaterales sólo disponen de un 10% de esta cifra, para estos fines⁴,
- (7) la falta de una separación clara de las funciones de planificación, operación y regulación, muchas veces concentradas en una misma institución.

Como resultado de un estudio realizado por el Banco Mundial, que coincide en gran parte con el diagnóstico anterior, se concluye que más que la expansión del subsector, la industria eléctrica de los países en desarrollo debería enfatizar en la eficiencia y la reestructuración, básicamente la privatización de este subsector.⁵

A la situación descrita, se suma lo que se ha dado en llamar el fin de la "Edad de Oro" del desarrollo eléctrico de las economías industrializadas⁶. En la década de los setentas se habría provocado un quiebre de lo que hasta la fecha había sido un proceso continuo de innovación tecnológica y disminución de los precios reales; en esa época, las mejoras de productividad

prácticamente cesaron, los costos de capital y combustibles aumentaron, y la expansión del consumo de electricidad disminuyó.

Las razones que explicarían esta nueva situación, serían las siguientes:

- (1) salvo el aporte del ciclo combinado, la eficiencia térmica habría alcanzado límites difíciles de superar,
- (2) las economías de escala se encontrarían agotadas,
- (3) las inversiones destinadas a proteger el medio ambiente estarían afectando significativamente los costos de las centrales a carbón, nucleares y a petróleo⁷,
- (4) es muy probable que los precios de los combustibles se mantengan o suban,
- (5) la demanda se hace cada vez más difícil de predecir,
- (6) nuevos actores han empezado a surgir en el proceso de toma de decisiones, particularmente los productores independientes, los entes reguladores, los ambientalistas; etc.

Los cambios en las condiciones políticas mundiales, que dieron origen a nuevos paradigmas económicos, la crisis de la industria eléctrica de los países en desarrollo y, el término de la *edad de oro* del sector eléctrico de los países industrializados, se conjugaron para gestar un nuevo modelo de desarrollo para el subsector.

El Banco Mundial ha asumido el liderazgo en la definición de las nuevas estructuras de funcionamiento del subsector, lo que no es fruto del azar sino de la importancia que el negocio eléctrico ha normalmente tenido en las actividades de esta institución, y en la generación de mecanismos destinados a su implementación. De acuerdo a los planteamientos del Banco, y en el marco de sus sugerencias relativas a eficiencia y reestructuración del subsector, los países deberían adoptar las políticas que se mencionan a continuación, e incorporarlas en las legislaciones respectivas, a fin de demostrar su compromiso y autoridad para concretarlas.⁸

- (1) (re)estructurar la industria eléctrica para facilitar la competencia y la regulación,
- (2) permitir a los inversionistas, operadores y contratistas privados comprar, electricidad y prestar servicios de soporte al sector,
- (3) separar las funciones de propietario, responsable de políticas, regulador, y operador, por parte del Estado,
- (4) vincular la propiedad de las instalaciones a la eficiencia de operación;
- (5) asegurar que el sistema de precios incorpore los criterios de rentabilidad comercial y cubra el total de los costos,
- (6) imponer a las empresas eléctricas del Estado la exigencia de operar bajo estándares comerciales y ambientales, otorgando la debida autonomía y responsabilidad a los ejecutivos,
- (7) compensar a los proveedores de electricidad por el costo de suministrar servicios no comerciales (sector rural, por ejemplo).

Reforzando lo anteriormente señalado, y de acuerdo a la opinión de múltiples especialistas, una reforma del sistema eléctrico, concebida en función del logro de esos objetivos, debería:

- fomentar la competencia en el subsector, mediante la desintegración vertical del sector y reducción de barreras a la entrada,
- incorporar al sector privado como propietario, proveedor de tecnología y operador del sector,
- establecer un sistema de tarifas que envíe señales adecuadas a los usuarios, acerca del costo "real" de usar la electricidad,
- en los casos que se justifique algún grado de subsidio, éste debe ser transparente respecto de los beneficiarios y duración del mismo, y no cargarse al operador del sistema,
- incluir un aparato regulador con suficiente autonomía y recursos.

La importancia de los recursos que requiere el sector para enfrentar los desafíos de las próximas décadas y las condiciones impuestas por las agencias multilaterales a la concesión de créditos parecen ir definiendo las características de la reforma del sector. En principio, dichas agencias estarán más dispuestas a conceder préstamos a aquellos países que cumplen de mejor manera con los lineamientos de políticas expuestas más arriba. El éxito que esas políticas pudiesen tener en los países "modelos", servirían de ejemplo para aquellos que enfrentan mayores dificultades para adoptarlas.

Obviamente, la discusión no está cerrada, existiendo visiones diferentes respecto de estos planteamientos o, incluso, de las características que asumiría la institucionalidad que de ellos se desprenda.

C. Desafíos y algunos principios bajo los cuales debería desarrollarse el subsector

Es probable que uno de los principales desafíos que enfrenten las empresas eléctricas de los países en desarrollo y de la Región en particular, es recuperar su solvencia financiera a fin de realizar las elevadas inversiones que requerirá la satisfacción de una demanda que, aún cuando ha disminuido el ritmo exhibido en décadas pasadas: 6,9% promedio para el período 1971-1990, continuará siendo elevada: 4,1% para el período 1990-2010, sobre todo si se compara con el ritmo de crecimiento estimado de la demanda eléctrica para el mundo en su conjunto 2,8% para el mismo período⁹.

La posibilidad de recuperar dicha solvencia, se vincula con la capacidad del subsector de mejorar la eficiencia técnica y administrativa de las empresas, establecer tarifas consistentes con los costos de producir la electricidad, generar la capacidad de acceder a recursos de capital suficientes y promover la eficiencia energética a nivel de los usos finales.

La importancia de las tareas y la urgencia por concretar los objetivos señalados, han ido generando un amplio consenso respecto de la necesidad de reformar el subsector. La discusión pareciera haberse dado más bien en torno a la forma que dicha reestructuración debiera adoptar (privatizaciones, financiamiento de la caja fiscal, integración o desintegración, desregulación o (re)regulación, por ej.) que, cómo ella puede compatibilizarse con un proceso de desarrollo sustentable que propenda a la equidad. De abordarse las tareas reformadoras del sector desde esta última perspectiva, éstas deberían ir más allá de las sugeridas por el Banco Mundial, expuestas en

páginas previas. Para ello, además de generar y/o atraer los capitales que se requieren para satisfacer los crecientes requerimientos de inversión del sector deberían ser capaces de:

- internalizar, en el esquema tarifario y de planificación del sector, los impactos ambientales de las distintas opciones de producción y uso de la energía, de manera que los precios reflejen los costos reales para la sociedad de producir la electricidad,
- introducir mecanismos a nivel del esquema tarifario y de la planificación de las obras eléctricas que promuevan y estimulen el uso eficiente de la electricidad,
- asegurar que la materialización de los objetivos de equidad, en lo que respecta al acceso a la electricidad de los sectores más desfavorecidos, no se hagan a expensas de las empresas eléctricas,
- institucionalizar la participación de los usuarios y de los ciudadanos en las distintas etapas de planificación, regulación y control de la calidad del servicio,
- fortalecer las instancias institucionales de coordinación energético-ambientales.

D. La competencia: ¿un objetivo de la reforma o un medio para alcanzar la eficiencia?

El objetivo fundamental de la reforma del subsector eléctrico debería ser promover la eficiencia y permitirle financiar su expansión, en armonía con el medio ambiente y en permanente búsqueda de mayor equidad, recurriendo tanto a un esquema tarifario que contemple los costos reales como el acceso al mercado de capitales, nacional e internacional. Dada la connotación que se asigna a la competitividad, es legítimo preguntarse: ¿es la eficiencia asociada casi exclusivamente a la competencia, incompatible con la equidad y el desarrollo sustentable o es ésta consustancial a dichos objetivos?

Por lo pronto, pareciera ser que la competencia no debiera ser considerada como un fin en sí, sino más bien como una opción para alcanzar objetivos de eficiencia. El problema, sin embargo, consiste en determinar el grado de competencia y de regulación para distintas alternativas estructuradoras del subsector. Este dilema es pertinente en este subsector más que en otros, debido a la dificultad que existe para introducir la competencia.

La competencia no surge espontáneamente por el hecho de que la empresa eléctrica se privatice o se reemplace el generador monopólico por dos o tres generadores competidores entre sí, como lo demuestra el caso británico o, incluso, el chileno. Sólo un estricto esquema regulador y reglamentaciones que no den origen a equívocos -particularmente en lo que respecta a la tarificación y acceso de terceros a las líneas de transmisión- permitirán alcanzar mayores grados de competencia.

En concreto, es posible señalar que sólo la generación presenta condiciones favorables a la competencia, aunque restringida o desaconsejable, en el caso de los países pequeños¹⁰. Las economías de escala hacen prácticamente imposible la competencia en la transmisión y las condiciones de operación determinan la condición de monopolio natural de la distribución, salvo para los clientes cuya demanda sea significativa.

Incluso, como se señalará más adelante, en el caso que se opte por una estructura desintegrada, no siempre es posible asegurar dicha competencia, ya sea por la existencia de subsidios cruzados, debido a vinculaciones a nivel de la estructura accionaria, u obstáculos de distinta índole para que los productores independientes o algunos de los generadores puedan abastecer a clientes alejados, limitados muchas veces por problemas de acceso a las líneas de transmisión o de distribución.

En un país en desarrollo, parece no haber discusión respecto a la necesidad de regular el sistema. El dilema es más bien cómo disponer de un marco y un aparato regulatorio funcional con los objetivos que la sociedad espera de la reforma del subsector.

No existen demasiadas experiencias -a excepción de algunos países, como son: Noruega, Finlandia, Inglaterra y Gales, Chile y, más recientemente, Argentina-, respecto de como promover la competencia en el subsector eléctrico. No obstante, es posible identificar algunas opciones para lograr dichos objetivos, dependiendo del nivel de desarrollo de su sistema eléctrico, su estructura previa a la reforma y de las características geográficas del país, ellas pueden incluir:

- (1) competencia entre varios generadores para servir distribuidores y grandes consumidores,
- (2) competencia entre productores independientes para satisfacer la demanda de empresas eléctricas integradas y de los grandes clientes; la opción mixta: desintegración en ciertas áreas e integración en otras, también puede contemplar la alternativa de los productores independientes,
- (3) competencia para proporcionar servicios a las empresas, los que pueden ir desde la mantención de las instalaciones o construcción de centrales y tendido de líneas hasta la operación de las plantas,
- (4) en sistemas más desarrollados, como es el caso de Noruega, se ha implantado la figura de la empresa comercializadora -"brokers y traders"- que pone energía a disposición de los usuarios, que negocia con los generadores, a través de las empresas distribuidoras.

Por razones de economías de escala, en gran parte de los países se mantiene la transmisión y distribución como monopolio y se promueve la competencia a nivel de la generación. La experiencia indica la imperiosa necesidad de dar a la transmisión un tratamiento especial, a fin de asegurar la igualdad de acceso a los grandes clientes y/o distribuidores, por parte de los generadores y productores independientes. Al respecto, cuatro fórmulas son posibles:

- integrar a los generadores, distribuidores y usuarios a la propiedad del sistema de transmisión,
- circunscribir la propiedad de la transmisión a las distribuidoras, en la medida que se asegure el acceso a los productores independientes para abastecer a los grandes clientes en igualdad de condiciones que los generadores y distribuidores,
- mantener la transmisión bajo el control del Estado, (como es el caso, por ejemplo, en España y Noruega¹¹),
- transmisión en manos privadas, acceso libre y peajes regulados.

A pesar de haberse ido imponiendo un cierto consenso respecto de lo oportuno de la desintegración del sistema, como el medio más adecuado para promover la competencia, existen posiciones discordantes -entre otras, Electricité de France (EDF)¹² que previenen contra el desmantelamiento de los monopolios debido a: los problemas de calidad de servicio que ello pudiese provocar; el aumento de los costos de transacción entre las distintas etapas; la dificultad para integrar la eficiencia eléctrica a nivel de los usos finales; la regulación es más compleja y por ende más cara, etc.

Se da el caso incluso de experiencias distintas -particularmente, el caso de Estados Unidos- en que la integración está circunscrita regionalmente y coexisten distintas fórmulas de integración de productores y distribuidores independientes, comenzándose a explorar la opción de las empresas comercializadoras. Un esquema de empresas integradas regionalmente permitiría incorporar la obligación de satisfacer la demanda de su área de concesión, lo que no sucede en el caso de las generadoras (Chile), en el contexto de un sistema desintegrado.¹³

E. Condiciones básicas para mercados eléctricos competitivos

a) Acceso a las fuentes energéticas

Las empresas generadoras, públicas o privadas, debieran tener idéntico acceso a las fuentes energéticas. Ello es particularmente crítico en el caso de los recursos hídricos, los que, normalmente, han sido evaluados por el Estado o empresas eléctricas estatales, en base a aforos o mediciones que superan varias décadas. La privatización de las empresas que disponen de un conocimiento más acabado de estos recursos no debería incluir los derechos de agua, ya que podría conducir a monopolizar aquellos correspondientes a los recursos más atractivos, desde el punto de vista de su explotación para futuras centrales hidroeléctricas, dejando a disponibilidad de los competidores, recursos hídricos menos interesantes.

A la situación descrita, se agregan las dificultades que podrían derivarse del hecho que las empresas pueden apropiarse de estos recursos sin explotarlos en un tiempo prudente, en la medida que no estén obligadas a ello, impidiendo su explotación por otras empresas, lo que limita aún más la competitividad del sector.

La prospección y evaluación del recurso exige una acción permanente y, aunque requiere de grandes desembolsos, constituye, para el país, una inversión de alta rentabilidad. Ello hace recomendable que el Estado asuma la prospección del recurso y asigne las concesiones de agua a las empresas públicas o privadas que soliciten el derecho correspondiente, sin ignorar que el agua es un bien nacional y de uso múltiple, y que, por lo tanto, debe estar al servicio de la comunidad.

En consecuencia, la asignación y regulación del derecho de uso del recurso debe estar orientada a la maximización de sus beneficios sociales, incluyendo la suficiente flexibilidad para su traspaso -en el caso que no se exploten en un tiempo prudente- en la medida que se respeten las condiciones definidas al otorgar el derecho.

b) Variables instrumentales

La sustentabilidad y eficiencia del sistema reformado dependerá del adecuado uso de las variables instrumentales con que se cuenta:

- un plan de obras que incorpore la sustentabilidad del sistema energético en su conjunto y las distintas opciones de satisfacer la demanda al mínimo costo para el usuario (opciones convencionales de generación, uso eficiente de energía, energías renovables y generación proveniente de productores independientes),
- un esquema tarifario transparente que envíe a los consumidores señales acerca de los costos sociales del uso de la electricidad,
- una clara y transparente evaluación de las externalidades vinculadas a la producción y uso de la energía.

c) Marco regulatorio: características y mecanismos a su disposición

El funcionamiento del marco regulatorio constituye uno de los principales factores de éxito o fracaso de la reforma del sector eléctrico, independientemente de la propiedad de las empresas o de las características del sistema eléctrico.

Dicho marco regulatorio habrá de contar entre sus atributos el ser: flexible, transparente, no excesivamente detallista, amparado por la ley, independiente del esquema de propiedad, de principios generales, no discriminatorio y neutro. Su aplicación, ha de permitir establecer reglas del juego claras, señalando condiciones de acceso, uso y usufructo; de alcance nacional, regional, local e involucrando a todos los agentes concernidos.

El aparato regulador cumplirá sus objetivos si es capaz de asegurar: un plan de inversiones eficiente, sustentable y respetuoso del medio ambiente; un sistema de precios que proteja los intereses de los usuarios y empresas eléctricas; y un servicio de calidad y con un mínimo de interrupciones.

Sin ignorar que las características que asume el aparato regulatorio dependen del tipo de sistema eléctrico, de las condiciones socio-económicas y políticas del país, de la disponibilidad de personal calificado y de la magnitud de los recursos económicos con que éste es dotado; el establecimiento, la operación y el mandato del aparato regulador deberá cumplir un conjunto de requisitos, entre los que se pueden señalar los siguientes:

- (1) deberá tener un alto grado de independencia respecto del gobierno y las empresas,
- (2) deberá contar con un equipo técnico idóneo y bien remunerado, afin de asegurar su independencia y autoridad. Su presupuesto no deberá estar sujeto a las restricciones que impone la hacienda pública. Eventualmente, éste podría generarse como un porcentaje de las ventas de electricidad,
- (3) deberá ser transparente y sujeto a la evaluación y control de las partes interesadas (empresas eléctricas, consumidores, grupos ambientalistas, etc),

- (4) deberá disponer de mecanismos que le permitan orientar el proceso de inversiones en el subsector eléctrico en función de objetivos claramente definidos, conocidos y aceptados por la sociedad en su conjunto,
- (5) deberá promover la competencia, en aquellos mercados en que se determine "desconcentrarlos", y controlar las posiciones hegemónicas en el mercado,
- (6) su mandato, así como la resolución de los conflictos que genere la aplicación o interpretación de la ley, deberán estar claramente establecidos en la legislación, dejando poco margen a la discrecionalidad,
- (7) habrá de incorporar los mecanismos de coordinación que correspondan a fin de hacer más eficiente la tarea del Estado en lo que se refiere a la equidad y el medio ambiente.

Sólo un ente regulador que cumpla con las características anteriores estará en condiciones de: (1) hacer cumplir la ley y su reglamentación; (2) dictar reglamentos en materia de seguridad, normas de calidad, procedimientos, etc; (3) prevenir conductas monopólicas; (4) establecer las bases para el cálculo de tarifas; (5) informar a todos los actores acerca de sus deberes y derechos; (6) organizar el régimen de audiencias públicas, (6) incorporar objetivos de equidad; y, (7) velar por la protección del medio ambiente.

En general, y más aún en el caso de un esquema desintegrado y competitivo, a nivel de la generación, se hace indispensable coordinar la operación de corto y largo plazo del sistema, para lo cual los países han establecido una entidad ad-hoc, conocida en el caso de Chile como el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), a fin de optimizar desde el punto de vista económico su funcionamiento -mínimo costo total actualizado de operación y falla del sistema- y calcular los costos marginales instantáneos para la transferencia de energía y potencia entre las empresas generadoras.

Este organismo permite regular además, el acceso de los productores independientes al sistema y resguardar la calidad del abastecimiento.

Dada su importancia y los posibles conflictos que pudiesen generarse en caso que la participación en él se redujera a un conjunto reducido de grandes empresas generadoras, se estima indispensable reducir las condiciones de ingreso al mismo, incorporando generadores con potencias bastante menores a las actuales, incluyendo, además, en su composición a representantes del Estado, de los principales usuarios y de los consumidores.

En la medida de lo posible y a la luz de la experiencia adquirida en las tareas regulatorias, serán los respectivos Estados, y en particular los entes reguladores los encargados de prever con antelación las dificultades que un proceso de integración eléctrico puede acarrear desde el punto de vista de la operación del subsector.

F. Rol del Estado y el desarrollo del subsector eléctrico

Históricamente, los gobiernos han ejercido presión sobre las empresas eléctricas estatales para poder responder a compromisos y objetivos de diversa índole: sociales, macroeconómicos, de caja

fiscal u otros igualmente ajenos a la función de las empresas, tales como: tarifas redistributivas, políticas de personal condicionadas, protección a los productores locales de combustibles o incluso a los fabricantes de equipos y componentes.¹⁴

En la actualidad, la opinión generalizada es que este tipo de intervención constituye un impedimento mayor para que el subsector pueda satisfacer los requerimientos de desarrollo de los países y que no sólo ciertas funciones deberían separarse sino que, además, respetarse la autonomía de las empresas.

Por el contrario, se considera responsabilidad del Estado promover: la eficiencia en el abastecimiento y uso de la electricidad, el control de los impactos ambientales derivados de la producción de electricidad, la planificación del subsector y la canalización de los recursos financieros necesarios para abordar dichas tareas.

Con este objeto, el Estado por intermedio de sus organismos reguladores, fiscalizadores y de coordinación, debería considerar la producción de electricidad como una actividad comercial en lo que respecta a la fijación de tarifas, planificación y administración de sus operaciones, exponer a los segmentos no monopolísticos del subsector a presiones competitivas y desvincular los objetivos sociales del Gobierno de los de las empresas eléctricas.

El cumplimiento de dichos objetivos no impone necesariamente requisitos de propiedad del sector. Esquemas públicos, mixtos o privados pueden funcionar adecuadamente, si las políticas responden a las metas descritas y el sistema regulatorio no sólo es el adecuado, sino que además está en condiciones de velar e imponer el cumplimiento de las normas y la legislación vigentes. Ello exige una clara separación de las funciones de planificación energética y desarrollo de políticas sectoriales y de regulación del sector, de aquellas relativas a la identificación e implementación de mecanismos idóneos y realistas tendientes a mejorar la productividad y capacidad de gestión de las empresas estatales.

De Oliveira y MacKerron¹⁵ plantean una inquietud legítima: la privatización del sector eléctrico puede conducir a una distorsión respecto de la selección de las tecnologías, atentando contra la sustentabilidad del sector. En efecto, el sector privado puede orientar el proceso de inversión hacia proyectos que satisfagan el beneficio privado de corto plazo en desmedro del óptimo social; ello podría ocurrir, por ejemplo, en proyectos que requieren relativamente menos capital y más costos en combustibles, y, por ende, tener una recuperación más rápida del capital, introduciendo una perspectiva de corto plazo que no necesariamente tiene en cuenta la sustentabilidad del subsector. Es el caso de las plantas de ciclo combinado que generan ingresos a los pocos años de tomada la decisión.

Similar consenso al que suscita la participación del sector privado en diversas actividades de la industria eléctrica, es el que se genera en torno a la participación del Estado en las tareas de planificación y regulación del sistema. Donde el acuerdo es menos evidente es respecto de los grados de participación y las áreas en las que el Estado debiera o pudiese asumir la operación del sistema.

G. El rol del sector privado

Los requerimientos de expansión del subsector sugieren la necesidad de movilizar ahorros privados -nacionales o internacionales- para financiar las inversiones requeridas. Dependiendo de las condiciones propias de cada país, se deberían definir los grados, condiciones y formas de participación del sector privado, beneficiosas para los inversionistas y el subsector, e incluso, lo deseable de la participación de la inversión extranjera.

Al respecto, existe un conjunto de argumentos que favorecen la incorporación del capital extranjero en el proceso de privatización:

- el subsector es intensivo en capital, lo que reduce las posibilidades de competencia basada en inversionistas nacionales solamente; en ese caso el capital foráneo aparece como un factor de competencia
- el capital extranjero puede aportar la "expertise" tecnológica y administrativa que el sector requiere para enfrentar los desafíos de mayor eficiencia.

Por el contrario, existen contraargumentos que debieran igualmente considerarse y que guardan relación con el eventual conflicto de intereses entre las metas u objetivos nacionales y aquellos de las empresas extranjeras, y la experiencia poco feliz -al menos en América Latina- de un desarrollo eléctrico en manos de compañías extranjeras, previa a la nacionalización del sector, que hizo crisis alrededor de los años cincuenta.

Respecto de los grados de participación del sector privado, OLADE¹⁶ señala que si las estructuras del mercado son monopólicas o no pueden dejar de serlo, en teoría, la propiedad puede ser pública o privada, aunque en muchos casos sería preferible un monopolio público, ya que el monopolio privado puede superar el poder regulatorio efectivo de los gobiernos.

En 1990, el parlamento noruego aprobó una nueva ley de energía, destinada a promover la competencia y la eficiencia de la industria eléctrica sin privatizarla, ya que no hubo apoyo político para ello. Con este fin se creó un organismo regulador, la Administración Noruega de Recursos de Agua y Energía¹⁷, lo que se tradujo, entre otras medidas, en una desintegración parcial del sector y el desarrollo del mercado de intercambio de energía.

Por su parte, EDF¹⁸ sugiere distintas formas posibles de participación del sector privado:

- asesoría en la administración: el socio realiza una auditoría administrativa y prepara recomendaciones de cómo mejorar la operación de la empresa.
- asesoría permanente y en tiempo real: el socio asesora en el funcionamiento diario de la empresa, sin ocupar posiciones en la estructura organizacional ejecutiva
- contrato de administración por objetivos: la empresa eléctrica delega parte o el total de sus operaciones a un tercero (socio o no), mediante un contrato de largo plazo. El contratista asigna miembros de su "staff" a posiciones claves de la

estructura administrativa, la empresa eléctrica conserva las instalaciones, controla las decisiones de inversión, y es responsable de los resultados financieros.

- contrato para el manejo de las operaciones: las autoridades delegan en un tercero la autoridad sobre el uso de los activos de la empresa eléctrica. El concesionario es responsable de abastecer la demanda, y operar y mantener las instalaciones bajo los términos de un contrato firmado con la autoridad, el que incluye sus obligaciones y derechos, la compensación está ligada a los resultados.

- privatización total: el Gobierno transfiere los activos y derechos de operar la planta a un privado o a una nueva entidad semi-pública, quien asume la operación de la planta y es responsable de financiar las inversiones futuras.

H. La reestructuración y la sustentabilidad del desarrollo

El proceso de reestructuración del subsector eléctrico es de corta data en la Región, lo que no impide plantearse algunas interrogantes respecto de su incidencia en la sustentabilidad, no sólo del proceso de desarrollo en su conjunto sino del propio subsector.

Aún cuando el debate en torno al concepto de sustentabilidad del desarrollo pareciera estar aún abierto -debate para nada intrascendente en la medida que permite determinar objetivos y luego operacionalizarlos-¹⁹ este estudio ha adoptado un conjunto de principios derivados de aquellos aspectos -equidad, medio ambiente, crecimiento y participación- que parecen ser centrales en la definición de un proceso de desarrollo sustentable, aún cuando reste por definir el contenido y la relación entre estas componentes, esto implicaría aspectos tales como los siguientes: (1) los recursos energéticos son limitados, así como lo es el resto de los recursos naturales. Según H. Daly²⁰, el desarrollo sostenible debe encarar tanto la suficiencia (cantidad) como la eficiencia (calidad); (2) es necesario, a nivel social, asignar de manera óptima, tales recursos. Ello tiene que ver no solamente con un problema de precios relativos, o de un mercado eficiente, sino que además con los mecanismos que eviten las distorsiones del mercado; (3) el progreso tecnológico debería preocuparse de aumentar la eficiencia antes que el flujo de recursos (insumos)-productos-desechos resultantes de los procesos de transformación y regreso a la naturaleza, sea en forma de desecho o restituidos a la economía²¹; y finalmente, (4) es necesario considerar ciertos niveles de participación de la población.

A partir de la experiencia chilena, un proceso reestructurador del subsector eléctrico en el contexto del desarrollo sustentable debería considerar:

a) el uso óptimo de los recursos energéticos. La planificación debería hacerse considerando el mínimo costo social de los proyectos, incorporando, obviamente, las externalidades, lo que presupone entre otras cosas, garantizar el libre acceso a los recursos energéticos con el fin de establecer mercados competitivos especialmente en lo que respecta a los recursos hídricos;

b) el suministro de electricidad en forma oportuna y a precios adecuados. El punto tiene que ver con un elemento de preocupación común a los procesos regulatorios en el mundo y apunta a responder la interrogante relativa a quién y cómo se garantiza el abastecimiento futuro de electricidad; o en otras palabras, como señalan algunos documentos elaborados al respecto, ¿cómo

se incentiva la racionalidad en la toma de decisiones y cómo se reparten los riesgos asociados a la incertidumbre sobre el futuro?²²;

c) el uso eficiente de energía. El desarrollo sustentable exige no sólo niveles de suficiencia sino también de eficiencia, aquello significa considerar el uso eficiente de la energía como una opción de oferta más al evaluar proyectos eléctricos. Salvo que la regulación desarme, en este contexto, el "círculo vicioso" ventas-utilidad, es difícil que las empresas eléctricas -más aún en un esquema desintegrado- estén dispuestas a promover las tecnologías de uso eficiente de la electricidad, es decir, que autorestringan el crecimiento de la demanda que abastecen;

De hecho, la fórmula tarifaria -en vigor en Chile y presumiblemente en muchos países de la Región- alienta a los proveedores a vender cuanto les sea posible, mientras el costo marginal de producir o distribuir la electricidad sea inferior al ingreso que le genera su venta, el margen de ganancia promoverá el incremento de las ventas. Una alternativa, consiste en introducir en el esquema tarifario una relación inversa entre el incremento de las ventas y el incremento de los precios o el tratamiento preferencial a la inversión en eficiencia energética. Por de pronto, Moskovitz²³ ha desarrollado diferentes fórmulas para desacoplar las utilidades de las ventas;

d) la introducción de las externalidades en los procesos de planificación y en la fijación de los precios. La existencia y consolidación de mercados "libres", objetivo a los cuales se vuelcan gran parte de los esfuerzos en los procesos de reforma, no puede hacer olvidar que los precios de mercado reflejan de manera aún imperfecta los costos reales de los energéticos y sus impactos sobre el medio ambiente. Las reglamentaciones o reformas debieran tender a corregir tales distorsiones, internalizando dichas externalidades de tal manera de sentar las bases de procesos de selección de las opciones tecnológicas desde el punto de vista de la sustentabilidad;

e) la separación de la transmisión de la generación. Si uno de los objetivos de la reestructuración es la separación de las actividades de generación de la transmisión y de la distribución, deberá velarse porque la transmisión no quede en manos de una empresa generadora y se garantice el libre acceso al mismo;

f) la participación de la población y consumidores. Las diversas experiencias en el mundo permiten afirmar que la participación -adistintos grados- de los diversos sectores de la población en las distintas fases o aspectos que involucra la reforma constituye una condición necesaria para el éxito de tales procesos. A grandes rasgos dicha participación debería ser considerada en: la reestructuración misma del sector, que incluye, por ejemplo, la privatización y el diseño del marco regulatorio; en el funcionamiento del sistema; y, en la selección de las opciones -de centrales- y localización de las mismas;

g) la concentración del poder económico. El asunto, dependiendo de las economías, puede revestir enorme importancia y requiere que los procesos de reforma cautelen y aseguren, por un lado, el necesario equilibrio entre adecuadas y estables reglas del juego para las inversiones y el dinamismo de ellas exigidas en procesos de crecimiento económico sostenido y por el otro, los procesos de profundización de la democracia en donde la equidad es parte fundamental. La influencia del poder económico sobre el poder político conspira contra la competitividad y, en

última instancia, contra la eficiencia del sistema para responder a los desafíos del desarrollo sustentable y la sustentabilidad del sector eléctrico.

Finalmente, pareciera ser del todo oportuno que previo a abordar el proceso de reforma del subsector eléctrico, los países deberían definir en forma prioritaria los objetivos que deberá cumplir el subsector, así como las características óptimas del sistema y del aparato regulador. Una vez definida la institucionalidad ideal, ésta debería incorporar las limitaciones que le impone el contexto político, económico, social e, incluso el que deriva de las propias empresas del subsector, para generar el mejor diseño posible o "second best"²⁴.

II. BREVE HISTORIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO: Un sector con vocación desarrollista y de servicio público.

Acorde al rol desempeñado por el subsector eléctrico en las distintas etapas de desarrollo económico del país y sólo con fines descriptivos es posible distinguir tres etapas claramente diferenciadas: (1) aquella que va desde sus orígenes, fines del siglo pasado, hasta la creación de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA); (2) desde la creación de la ENDESA hasta fines de los sesenta; y, (3) desde fines de los sesenta, hasta hoy día, periodo en el que destaca la creación de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

A. Albores del desarrollo eléctrico chileno

Los inicios de la generación y abastecimiento eléctrico en Chile datan de principios de 1883 al instalarse un pequeño grupo generador en Santiago, destinado al alumbrado de la Plaza de Armas y del pasaje Matte. Había transcurrido sólo un año de la instalación de un sistema de alumbrado público en Londres.

Los primeros cincuenta años del desarrollo eléctrico chileno reflejan un sostenido dinamismo a pesar de los problemas coyunturales, no siempre originados en el subsector, que se presentaron a lo largo de este periodo. Los hechos más notables dan cuenta, en ciertos casos, de instalaciones pioneras en América Latina (Recuadro 2.1).

En las primeras décadas de este siglo, surgen a lo largo del país numerosas empresas eléctricas de servicio público, en su mayor parte privadas y algunas con capitales extranjeros, materializando proyectos que obedecen a decisiones individuales y carentes de coordinación entre las instalaciones²⁵. Es el caso de empresas como: la Compañía General de Electricidad Industrial (1890), la que solicita concesiones en San Fernando, Chillán y Los Angeles. Nacen, en esos años la Compañía Transatlántica de Electricidad (1909), la Sociedad Austral de Electricidad, y otras empresas de menor tamaño. Paralelamente, se desarrolla fuertemente la autogeneración de electricidad, principalmente en la industria del salitre y del cobre.²⁶

En 1925, por medio del decreto ley N° 252 del 13 de febrero, se dicta por vez primera una Ley General de Servicios Eléctricos que uniformó parte importante de las condiciones bajo las cuales debían operar los servicios eléctricos. Esta ley ordenaba, entre otros, el otorgamiento de concesiones y mercedes tanto para la producción como para las líneas de transmisión y las llamadas "servidumbres eléctricas y de comunicaciones". Además creaba el Consejo y la Dirección de Servicios Eléctricos, la que vigilaría el cumplimiento de la ley y las relaciones entre el Estado y los empresarios y de ellos entre sí.²⁷

A mediados de 1931, se dicta la segunda Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto Ley N° 244) con el fin de dinamizar el sector. Problemas inflacionarios y políticos en la determinación de las tarifas, así como los problemas derivados de la crisis a nivel mundial, influyeron de manera negativa, frenando el desarrollo eléctrico que el país había logrado en las décadas precedentes.²⁸

RECUADRO 2.1

Algunos hechos notables del desarrollo eléctrico chileno

La primera central hidroeléctrica del país, la central Chivilingo, inició sus operaciones en 1897 surtiendo de energía al mineral de Lota, con dos alternadores de 250 KVA cada uno y turbinas tipo Pelton para una caída de agua de 110 m. La transmisión se efectuaba mediante una línea trifásica de 10 kV y 10 km de longitud hasta el mineral.

A fines de 1897 se organiza la "Compañía de Luz Eléctrica de Punta Arenas". Al año siguiente, ésta inicia el servicio de alumbrado público y residencial, siendo una de las primeras ciudades del país en contar con este servicio público.

Posteriormente se consignan hechos como los siguientes:

- la entrada en servicio de la central térmica Mapocho, la primera propiamente de servicio público (1900)
- los primeros tranvías eléctricos (1900)
- en agosto de 1904 se dicta la primera ordenanza (Ley N° 1.665) relativa a la "inspección técnica de empresas e instalaciones eléctricas"
- en 1909, se pone en marcha la Central Florida con 14,7 MW de potencia instalada
- la primera línea de 110 kV (1915) y el primer ferrocarril eléctrico en Sudamérica (1916)
- en 1925 se dicta la primera Ley General de Servicios Eléctricos
- en 1928, se pone en marcha la Central Queltehues con una potencia instalada superior a 40 MW

El fuerte crecimiento de la demanda de energía eléctrica (en la zona central del país, el consumo creció a un ritmo de 33% acumulativo anual, entre los años 1922 y 1927) comienza a superar las capacidades de suministro, afectándose el desarrollo de la producción y demás actividades nacionales, imponiéndose la necesidad de efectuar estudios de largo plazo destinados a asegurar que la expansión del subsector respondiera a la dinámica de los requerimientos del país.

Es así como a mediados de los treinta, desde el Instituto de Ingenieros²⁹, se formularon al Ejecutivo un conjunto de propuestas que más tarde servirían de base para la formulación de una política de electrificación del país.

En dicho trabajo se planteaba la necesidad de intervención por parte del Estado en la generación y transmisión de electricidad, la conveniencia de mantener en manos privadas la distribución y la necesidad de tener tarifas eléctricas estables para largos periodos de tiempo.

B. La creación de la ENDESA

En julio de 1943, el Consejo de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), agencia gubernamental para el fomento del desarrollo nacional, creada en abril de 1939, dió origen a la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA), con el mandato de llevar a cabo el Plan de Electrificación Nacional.

La creación de ENDESA, constituyó un hito de gran importancia, no sólo para la historia del sistema eléctrico nacional sino que también para las propias estrategias de desarrollo, en la medida en que el suministro eléctrico además de ser percibido como un servicio público, se constituyó en soporte central de las políticas de industrialización asumidas a partir de los cuarenta.

La creación de ENDESA, era consistente con el rol estratégico que se le asignaba al Estado en los esquemas de desarrollo económico y social prevalecientes, más que a concepciones y propuestas ideológicas determinadas³⁰. La envergadura de las obras requeridas, y más que eso, la cuantía de los recursos involucrados, en un ambiente de incertidumbre y riesgo elevado, hacía necesaria la presencia activa del Estado. En este sentido, el derrotero seguido por la industria eléctrica nacional, no se apartó en demasía de aquellos experimentados en otros países de la Región.³¹

El Plan Eléctrico mencionado, impulsado desde ENDESA, consideró tres etapas básicas³²:

- constitución de sistemas eléctricos aislados, para satisfacer las necesidades locales en diversas zonas del país;
- ejecución de interconexiones eléctricas dimensionadas para transferir excedentes moderados entre diversas zonas; y
- desarrollo de centrales generadoras de relativa envergadura en la zona central del país, e incremento del sistema de transmisión de grandes bloques de energía, en función de la disponibilidad y requerimientos de energía de las distintas regiones.

Hasta 1955, se sucedieron obras de importancia en el marco de los lineamientos señalados por el Plan, confundiéndose las emprendidas por el Estado con aquellas que se originaron en el sector privado. Entre las que corresponden al Estado destacan: pequeñas centrales térmicas en Copiapó (760 kW) y Ovalle (450 kW), el inicio de la construcción de las centrales hidroeléctricas de Pilmaiquén (35 MW), Sauzal (77 MW) y Abanico (136 MW) destinadas a abastecer la zona sur del país, y el mejoramiento del abastecimiento de Santiago y de la zona de Concepción. En el Norte Chico destaca la puesta en servicio de la central hidroeléctrica Los Molles (con dos unidades de 8.000 kW cada una).

Por parte de las empresas privadas, destaca la construcción de diversas instalaciones tanto de generación como de distribución. Es el caso de la central hidroeléctrica El Volcán (13 MW), la ampliación de la termoeléctrica Laguna Verde y la unión de San Antonio con el sistema eléctrico de Valparaíso y Santiago, efectuadas por la Compañía Chilena de Electricidad. Es igualmente importante destacar las obras realizadas por diversas empresas industriales y mineras con fines de autoabastecimiento y la entrega de excedentes a la red de servicio público: las instalaciones termoeléctricas en las minas de cobre y salitre en la zona norte; la central hidroeléctrica Los Quilos

(Cemento Melón), la central hidroeléctrica Los Bajos (Fábrica Nacional de Carburo), la ampliación de la central hidroeléctrica La Puntilla (Compañía Manufacturera de Papeles y Cartones), etc.

A fines de 1955, y a pesar del abastecimiento claramente insatisfactorio en algunas zonas del país³³, la potencia eléctrica total instalada en el país superaba los 990 MW de los cuales 540 MW -un 54%- correspondían a servicio público. La generación total de energía eléctrica alcanzaba a 3.866 millones de kWh de la cual el 60% aproximadamente era producido en centrales hidroeléctricas. Tanto la potencia instalada como la generación, crecieron en alrededor de un 100%, entre mediados de los cuarenta y cincuenta y cinco, en tanto que la potencia instalada en centrales hidroeléctricas más que se triplicó, en el período.

La entrada en operaciones de la central Cipreses (101 MW), inaugurada en 1955, alivió los problemas de generación detectados a fines de los cuarenta, iniciándose una segunda etapa del plan al permitir que sus líneas de transmisión hacia el norte y hacia el sur del país, interconectasen los dos sistemas regionales más importantes existentes a la fecha. De este modo se inauguraba el Sistema Interconectado Central (SIC), abarcando desde La Ligua por el norte hasta Victoria por el sur.³⁴

A nivel institucional, el nuevo Decreto Ley, el N° 4, dictado en 1959, fortaleció el esquema tarifario vigente al posibilitar una rentabilidad razonable y así permitir a las empresas expandir sus instalaciones. El principal criterio regulador siguió siendo contable, con una rentabilidad máxima del 10% sobre el capital inmovilizado.

El gran cambio, sin embargo, lo constituía el hecho de incorporar la reajustabilidad automática anual de estos capitales y la posibilidad de establecer tarifas provisionales entre dos fijaciones anuales si se presentaban variaciones del índice de precios superiores al 10%. Con este Decreto, la determinación de las tarifas quedó bajo la responsabilidad de una Comisión de Tarifas, presidida por el Superintendente de Servicios Eléctricos, en la cual participaban representantes del Presidente de la República, de las empresas y del público (estos dos últimos, sólo con derecho a voz). En 1966, mediante la Ley N° 16.464, se agregó una instancia adicional a la Comisión de Tarifas, al establecerse que las alzas debían ser aprobadas por el Ministerio de Economía.

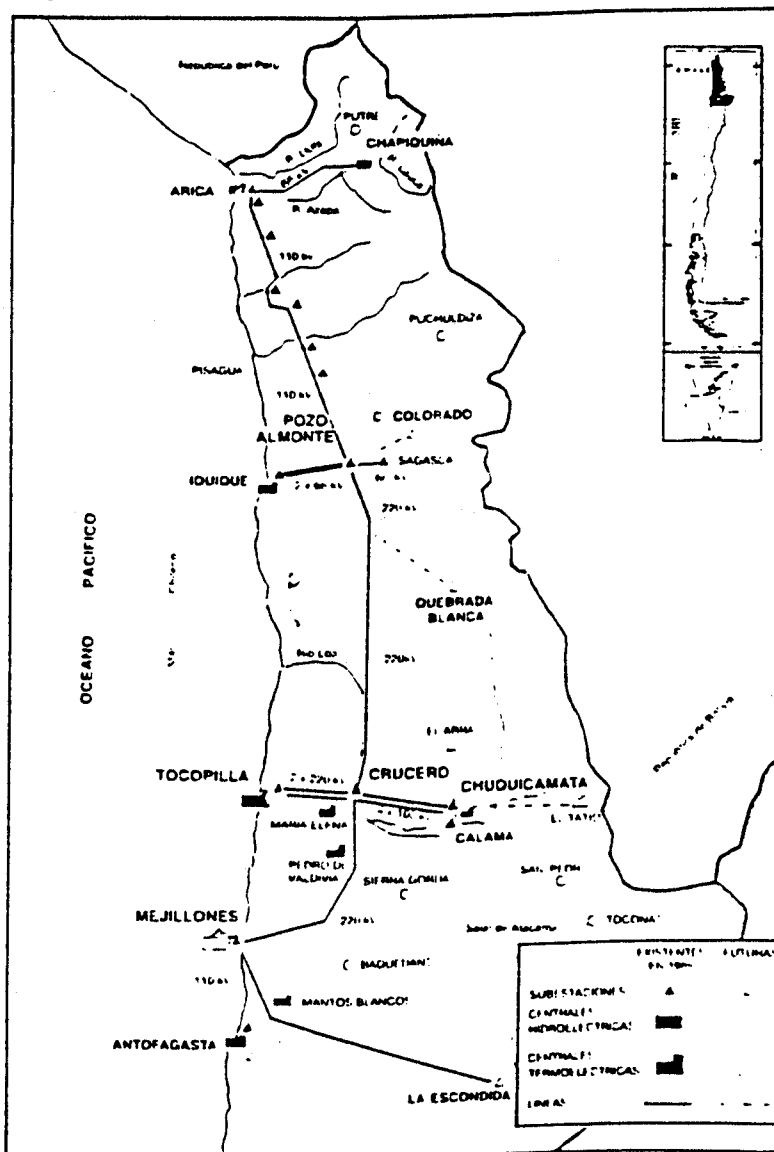
A partir de 1955 y fines de los sesenta, la electrificación del país había logrado un significativo desarrollo, suministrando energía eléctrica a vastas regiones del territorio. La potencia eléctrica total instalada en el país aumentó a 1.568 MW, la generación total de energía, por su parte, alcanzó a 6.892 millones kWh. El Sistema Interconectado Central, aún precario, se extendió hasta Illapel por el Norte, y hasta Puerto Montt por el Sur, con la puesta en servicio de la central Pullinque en 1962. Fuera del SIC, se hicieron desarrollos en Arica, Iquique y Antofagasta. En el otro extremo, Punta Arenas contaba con una potencia total de 12.500 kW en varias unidades termoeléctricas diesel, a vapor-carbón y turbinas a gas.

Desde mediados de los sesenta hasta principios de los ochenta, se implementaron a lo largo del país grandes proyectos de generación y sistemas de transmisión, con el fin de aprovechar de manera óptima los recursos energéticos. Se puso en marcha la central hidroeléctrica Rapel de la

ENDESA (dos primeras máquinas de 70.000 kW cada una), a la que siguieron otras dos iguales en 1969 y una quinta en 1970, completando un potencial de 350.000 kW. Esta central se unió a Santiago mediante la línea Rapel-Cerro Navia de 220 kV, siendo ésta la primera vez en Chile en que se utilizó este nivel de voltaje de transmisión. En 1975, se incorporaron nuevas líneas de transmisión por el Norte, extendiéndose el SIC hasta La Serena.³⁵ (Figura 1 y 2).

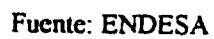
Entre 1973 y 1974, la ENDESA puso en servicio y completó su central El Toro, de 400 MW, pasando a convertirse en la central más grande del SIC y del país. Se cierra este importante período del desarrollo eléctrico del país con la incorporación de la central Antuco (1981) y la puesta en servicio de un nuevo sistema de transmisión, Santiago-Diego de Almagro en 220 kV, totalizando una longitud de 900 km, reforzando el suministro del SIC en la zona Norte.

Figura 1
Mapa del Sistema Interconectado del Norte Grande (1989)



Fuente: ENDESA

Mapa del Sistema Interconectado Central (1989)



C. Desde fines de los sesenta a la fecha.

La creación de la CNE no es la única medida relevante adoptada en el periodo que cubre desde fines de los sesenta hasta hoy día, no obstante, este evento define, en cierto modo, la nueva relación, que habrá de darse entre las estrategias de desarrollo elegidas y el rol en ésta del sector energético. Este periodo, conoce dos etapas marcadamente diferentes desde el punto de vista de las políticas energéticas en general y eléctricas en particular. El primero que va desde 1970 hasta mediados de los setenta y la siguiente, desde esa fecha hasta nuestros días.

Resultado de los cambios políticos, entre 1970 y 1973 se da un proceso creciente de participación estatal en el proceso productivo chileno y específicamente, del subsector eléctrico. Se estatiza Chilectra constituyéndose en una filial de CORFO- empresa que estaba integrada verticalmente en sus actividades de generación, transmisión y distribución, en el área de Santiago-Valparaíso-Aconcagua. Las tarifas, en un periodo de elevada inflación, aumentan significativamente menos que el conjunto de los precios, provocando un serio desfinanciamiento de las empresas. Los déficit de caja que se presentaban en ENDESA y Chilectra, los absorbía el fisco.

Desde mediados de 1973 hasta aproximadamente fines de los ochenta, se adoptan medidas destinadas a la normalización financiera y cambios en los estándares administrativos y de gestión de las empresas estatales del sector, en el marco de un proceso de amplia reestructuración de la economía chilena, que sentaría las bases para las posteriores privatizaciones.

El cambio mayor, desde el punto de vista institucional, para el subsector eléctrico, lo constituyó la creación de la CNE en mayo de 1978, organismo que planteó los lineamientos básicos de los cambios institucionales, legales y de política que afectarían al sector energético en su conjunto y que se materializarían durante los ochenta.

Es en efecto a partir de los ochenta en que se llevan a cabo los principales cambios estructurales; además de la creación de la CNE y la aplicación de las nuevas políticas eléctricas, cabe mencionar las privatizaciones, el nuevo esquema tarifario, la definición y aplicación del marco regulatorio reformado y la desintegración y descentralización "relativa" del sistema. Aquellas medidas, no obstante, no obstaculizaron la continuación de grandes obras eléctricas por parte de Estado, aún cuando, bajo esquemas distintos. Un ejemplo de ello, es la puesta en servicio, en 1985, de las centrales Colbún-Machicura, que con una potencia instalada total de 490.000 kW constituye un hito de gran relevancia en el desarrollo del SIC (Cuadro 2.1). Al importante incremento de la capacidad generadora se sumaba la incorporación de los sistemas de transmisión en extra-altovoltaje, con una línea de 500 kV entre Colbún y Alto Jahuel.

A fines de 1985, el país contaba con una potencia instalada total cercana a los 4.000 MW de la que un poco más de 3.100 MW correspondían al Servicio Público y 873 MW a Autoprodutores. La generación eléctrica total se cifraba en 14.040 GWh, de los que aproximadamente 10.978 correspondían a Servicio Público y un poco más de 3.062 a Autoprodutores.

CUADRO 2.1.

Principales Centrales del Sistema Interconectado Central a 1988.*

Termoeléctricas

Nombre central	Propietario	Año puesta en servicio	Potencia (kW)
Laguna Verde	Chilgener	1939-49	54.700
Renca	Chilgener	1962	100.000
Ventanas	Chilgener	1964-77	338.000
D. de Almagro	Endesa	1981	45.180
Huasco	Endesa	1965	16.000
Huasco	Endesa	1977-79	64.230
Concepción	Endesa	1982	23.750
Bocamina	Endesa	1970	125.000

Hidroeléctricas

Florida	S.C. del Maipo	1909	14.700
Los Quilos	M. de Valpo.	1943	33.650
Maitenes	Chilgener	1923	28.855
Queltehues	Chilgener	1928	41.070
Volcán	Chilgener	1942	13.000
Colbún	Colbún S.A.	1985	400.000
Machicura	Colbún S.A.	1985	90.000
Los Molles	Endesa	1952	16.000
Rapel	Endesa	1968	350.000
Sauzal	Endesa	1948	76.800
Sauzalito	Endesa	1959	9.500
Cipreses	Endesa	1955	101.400
Isla	Endesa	1963-64	68.000
Antuco	Endesa	1981	300.000
El Toro	Endesa	1973	400.000
Abanico	Endesa	1948-59	136.000
Pullinque	Golan S.A.	1962	48.600
Pilmaiquén	Inv. IMSA	1944-59	35.040

Fuente: ENDESA, 1988.

(*) Refleja la propiedad de las empresas al año 1988. Pullinque y Pilmaiquén, construidas por ENDESA, ya habían sido privatizadas y las centrales Colbún -Machicura habían sido creadas como sociedades anónimas pertenecientes a CORFO. Las plantas que aparecen de propiedad de Chilgener en 1988, fueron construidas por Chilectra

A partir de 1985, en el marco de los nuevos lineamientos tendientes a privatizar y desconcentrar el sector, todos los grandes proyectos implementados por ENDESA, constituyen sociedades separadas de ésta, y pasan a constituir filiales de CORFO. Es el caso, por ejemplo, de Colbún y Pehuenche S.A. Sin embargo a poco andar, la empresa Pehuenche S.A., es reincorporada a la ENDESA, contaviniendo el espíritu y/o los objetivos iniciales de la reforma. En 1986, se inicia la desconcentración de Chilectra, creándose Chilgener (área generación), Chilectra V Región o Chilquinta (distribución para la V Región) y Chilectra Distribuidora Metropolitana (concesionaria de la distribución a la Región Metropolitana).

En lo que se refiere a la transmisión, la decisión adoptada a la fecha -sin visualizar los inconvenientes- fue mantener esta área en las manos de las principales generadoras y distribuidoras: ENDESA, Chilgener y Chilectra Metropolitana.

En lo que al sector distribución respecta, a partir de 1986 se había logrado diversificar de manera importante la propiedad de la casi totalidad de las empresas dedicadas a este servicio, al crearse más de una veintena de empresas distribuidoras.

En noviembre de 1987, se puso en servicio el segundo sistema eléctrico en importancia del país: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Este se desarrolla entre Arica y Antofagasta y su origen se encuentra en la interconexión de los sistemas eléctricos de Tarapacá y Antofagasta de EDELNOR, con el sistema Tocopilla-Chuquicamata, de CODELCO-Chile.

A fines de 1993, se encuentra privatizada gran parte de la generación y, totalmente, la transmisión y distribución, en lo que al SIC se refiere.

El desarrollo de diversos proyectos privados determina que a fines de dicho año, el país cuente con una potencia instalada total de 4.596 MW y la generación eléctrica total fuese de 21.185 GWh/año³⁶ (Recuadro 2.2). Tales cifras se refieren al conjunto de los sistemas eléctricos del país, esto es SIC, SING y sistemas aislados.

RECUADRO 2.2

El sector eléctrico en Chile: características más importantes, 1993.

El aporte al PGB del subsector eléctrico es sólo de un 3%, modesto comparado con otros sectores de la economía, como la industria (20%), minería (11%) y la agricultura (9%), por mencionar algunos. En lo que se refiere a la formación bruta de capital fijo, el subsector representa entre el 9 y 10% del total del país. A diferencia de la mayor parte de los países de América Latina, el sector eléctrico nacional es responsable de sólo un 8% de la deuda externa.

No obstante, su importancia económica no estaría debidamente reflejada de no mencionarse que son las empresas del rubro, las que aparecen entre las más importantes del país desde el punto de vista económico, y además, en los últimos años, se han consagrado como las más rentables (Cuadro 2.2) y su desenvolvimiento ha resultado fundamental en el movimiento bursátil (ENDESA y ENERSIS se encuentran entre las acciones más transadas, por lo que los indicadores bursátiles IPSA e IGPA, son muy sensibles a variaciones en los precios de dichas acciones). En consecuencia, movimientos especulativos en torno a las acciones de las empresas eléctricas afectan gravemente la estabilidad del sistema bursátil chileno. De acuerdo a ciertos estudios³⁷, el valor de las acciones de empresas eléctricas transadas ha aumentado desde \$2.104 millones en 1979 a \$547.397 millones en 1993 (en \$ de 1993). Este incremento, que representa una tasa de 50% anual, pasa a ser de 100% real anual, de reducirse a un periodo menor, de 1983 a 1993. La relación entre el valor de estas acciones y el total de las acciones eléctricas pasó de un 2%, principios de los ochenta a 33% en 1986 y en torno al 50% en 1994.

Cuadro 2.2.

Precios^a de las acciones eléctricas, algunos años.

Empresas	1989	1990	1991	1992*	1993**	1994***
Chilgener	190,00	296,00	842,60	1.015,00	1.950,00	2.810,00
Chilectra	153,00	315,00	875,00	1.060,00	1.500,00 ^b	2.150,00
Enersis	11,83	31,00	121,50	156,00	195,00	241,00
Endesa	21,00	32,03	118,50	145,30	203,00	370,00

*: 11/3; **: 28/12; ***12/12/.) de cada año; ^b) estimado.

Fuente: Bolsa de Comercio.

Del sistema eléctrico nacional, el más importante es el SIC, que cubre a un 90% de la población, representa un 85% del consumo eléctrico total y 94 % de las ventas del servicio público del país. De acuerdo a las cifras del Cuadro 2.3, la generación bruta del SIC corresponde a un 83% del total nacional y a un 16% de ese total, el SING.

Este último sistema, se caracteriza por tener una elevada participación de autoproducción (Codelco-Tocopilla para la minería de Chuquicamata); 77% del total.

Cuadro 2.3.
Demandas de energía y potencia, 1993.

	GWh/año	MW
SIC	17.672,1	3.842,43 ^a
SING	3.357,0 ^b	721,08
P. Porvenir	3,2	0,8
P. Natales	8,4	2,1
P. Arenas	103,0	22,5
P. Aysén	40,0	8,0
TOTAL	21.183,7	4.596,91

^a: Incluye Otras (110, 9 MW) y Autoprodutores (6.50 MW) cuyo valor es estimado por la fuente citada. ^b: estimación de la fuente citada.
Fuente: Marcelo Cortés C. "Estructura de propiedad de empresas del sector eléctrico chileno". Trabajo de seminario; y, Aguirre Leo, Francisco. "Análisis Técnico Económico del Sector Eléctrico en Chile"; apuntes de clases. Ambos de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile; Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago, 1994.

III. LAS REFORMAS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO CHILENO: Del servicio público al negocio del servicio.

A. Contexto económico-político de los cambios propuestos

Si bien la creación de la CNE consituye un hecho de importancia en la historia reciente del subsector eléctrico chileno, son las privatizaciones las que definen mejor esta etapa y el sentido adoptado por la reestructuración del sector. En efecto, en un plazo relativamente breve, el sector eléctrico chileno fue transformado profundamente, tanto en su estructura como en la composición de su propiedad, cambiando también las formas de operar del mercado y los roles de los distintos agentes.

Aunque los criterios de índole económica y financiera y la eficiencia técnica estuviesen claramente presentes en el proceso privatizador del subsector eléctrico, ellos se subordinan, en cuanto a su dinámica, oportunidad y motivaciones profundas, a los dictados de una estrategia política definida por un proyecto refundacional de la sociedad chilena. En consecuencia, los análisis que se presentan en las próximas secciones de este trabajo, y que guardan relación con los aspectos económicos y técnicos que definen la reforma del sector, sólo pueden ser entendidos en toda su magnitud y dimensión a partir del contexto económico y político, por mencionar sólo un par de ellos, en el cual dichos cambios fueron impuestos.³⁸

En efecto, a partir de 1973, se impone a la ciudadanía y las instituciones un proyecto de reordenamiento económico y social del país, que a poco andar se convertiría en un claro proyecto refundacional.³⁹ La política económica del Gobierno Militar se apoyó en un diagnóstico que sostenía que el estilo de desarrollo económico adoptado, basado en la sustitución de importaciones, y amparado en una elevada protección e intervención del Estado, había esterilizado la acción del mercado. Consecuentemente, las medidas tomadas en el plano económico apuntarían a una drástica disminución de la protección arancelaria, a una disminución de la acción pública y a la consagración del mercado como árbitro supremo de la acción económica. En términos concretos, esto significaba optar por: la apertura de la economía al exterior, la reducción de la participación del Estado en la economía, y la libertad de precios.

En ese contexto, el sector privado fue consagrado como el principal agente económico, cuyas decisiones, tomadas en el marco de un funcionamiento libre de los mercados, permitirían una utilización más eficiente de los recursos. El Estado, otrora el agente determinante en el proceso de desarrollo del país, debía restringirse a promover y cautelar el funcionamiento de los mercados no interfiriendo en ellos y limitando su acción a aquellas actividades en que el sector privado no estuviese interesado.

Consecuente con este planteamiento, se implementaron medidas tales como: la privatización de empresas, iniciándose un proceso de reestructuración de la propiedad de éstas a través de lo que se dió en llamar el "capitalismo popular"; una profunda reforma laboral (1979) y la reforma tributaria que, entre otras medidas, disminuyó el IVA y desgravó las utilidades reinvertidas. El cuadro estaría incompleto de no señalarse aquellas tomadas en relación al mercado financiero, entre las que destaca la apertura de la cuenta de capitales, y el surgimiento de nuevas instituciones,

tales como las Asociaciones de Fondos de Pensiones (AFP), que imprimirían eficiencia y competitividad al mercado financiero.

El conjunto de medidas citadas trascendían por sus implicancias, la mera reestructuración del sector energético o eléctrico y dan cuenta de un vasto proceso político y económico.

Este peculiar contexto económico y político, delineado brevemente en los párrafos anteriores, es el que en gran medida otorga especificidades propias al proceso privatizador del sistema eléctrico chileno, dignas de tomarse en cuenta a la hora de su revisión como experiencia modelo. Independientemente del análisis político que acerca de dicho contexto pudiese hacerse, es posible afirmar que gran parte de las tareas reestructuradoras implementadas estuvieron determinadas por variables políticas y económicas, ajenas a estrategias o medidas energéticas propiamente tales.⁴⁰

Lo anterior permite establecer dos determinantes de las privatizaciones chilenas en general, y que también se aplican al caso de la industria eléctrica: la primera, que las verdaderas motivaciones que impulsaron las medidas reestructuradoras en el subsector se encuentran fuera de éste; y la segunda, que la explicación a las limitaciones posibles de identificar en el mercado eléctrico regulado se encuentra probablemente, en el hecho que la búsqueda de eficiencia no fue el motivo más importante para privatizar las empresas eléctricas.⁴¹

La privatización de las empresas eléctricas en Chile, así como la del resto de empresas públicas nacionales, formó parte de los procesos de ajuste estructural y de estabilización implementados. Lo más importante a recalcar, no obstante, es que tanto las privatizaciones como las medidas reestructuradoras adoptadas se insertan en un proyecto "refundacionista" de la sociedad chilena, cuya expresión más acabada y explícita es la búsqueda de mecanismos que impidan o reduzcan la posibilidad de revertir el proceso.⁴²

B. Los cambios estructurales en el subsector eléctrico: propuestas y objetivos.

A mediados de los setenta, acorde con los principios de la "economía social de mercado", se inició un proceso de racionalización de los precios de la electricidad y de los energéticos en general, así como de normalización financiera y administrativa de las empresas estatales. Pese al impacto de estas medidas, se sostenía que persistían algunos problemas que entrababan el logro de mayores grados de eficiencia e impedían la concreción de políticas generales que se aplicaban con éxito en otros sectores de la actividad económica. Entre estos problemas, cabe mencionar:⁴³

- fuerte compromiso estatal en el desarrollo del subsector. Este compromiso le significaba tener que controlar crecientes recursos de inversión para su desarrollo, los que bordeaban US\$ 200 millones anuales;
- creciente monopolización del desarrollo del subsector en una sola empresa estatal, la ENDESA;
- confusión de los roles normativo y empresarial del Estado en el sector, lo que dificultaba la entrada al mercado eléctrico de otros agentes;
- ausencia de criterios económicamente eficientes y de procedimientos suficientemente transparentes para la fijación de tarifas de electricidad. La

preponderancia de criterios contables para fijar las tarifas, se mostraba ineficiente porque el precio de la electricidad no reconocía el valor presente de los costos de oportunidad de producir, transmitir y distribuir electricidad, sino que reflejaba lo que cada una de las empresas había gastado en el pasado en dichas actividades, independientemente de su eficiencia.

Al conjunto de problemas señalados, se sumaban además las debilidades de la ley eléctrica respecto de los procedimientos para efectuar los estudios tarifarios y la no observación de criterios uniformes para establecer dichas estructuras tarifarias. La Comisión de Tarifas, por otro lado, había ido perdiendo paulatinamente su importancia frente al rol del Ministerio de Economía, lo que aumentaba la influencia de factores no técnicos o económicos en la determinación de las tarifas. Este conjunto de elementos, en el marco de una inflación elevada, se tradujo en una rentabilidad de las empresas eléctricas inferior a la que teóricamente podían aspirar de acuerdo a la ley.

La superación de estos problemas, según dicho diagnóstico, trascendía el sector eléctrico y se insertaba en un conjunto de propuestas incorporadas en la estrategia diseñada para el sector energético en su conjunto. Los elementos centrales de esta estrategia tendían a establecer las condiciones de eficiencia económica en el sector, en un marco de subsidiariedad del Estado. El logro de dicha estrategia se fundaba en la aplicación de un conjunto de herramientas y políticas específicas, que en el caso del sector eléctrico tendrían que ver con:⁴⁴

- el diseño de un marco regulatorio adecuado tendiente a descentralizar y desconcentrar las actividades;
- la formulación de una política de precios que reflejara los costos reales de producir, transmitir y distribuir eficientemente la electricidad;
- la consagración del papel activo del Estado en la evaluación de los recursos hidráulicos;
- una política de planificación y coordinación de inversiones que acogiese la diversidad de situaciones según el grado de descentralización y desconcentración a nivel de las actividades que lo componen. Los criterios utilizados en la planificación eléctrica debían permitir determinar aquellas opciones -secuencias de proyectos- que representasen el mínimo costo actualizado de la inversión, operación y falla del sistema eléctrico; y,
- una política de coordinación de la operación de centrales y sistemas de transmisión pertenecientes a diferentes entidades, destinada a lograr una operación eficiente y segura.

En definitiva, se trataba de lograr un desarrollo eficiente del sector eléctrico en un sentido amplio, incluyendo la eficiencia social en la asignación de los recursos, intra e intersectorial, promoviendo la competencia, la descentralización y desconcentración de la propiedad de las empresas del sector, otorgando un rol determinante al sector privado y de subsidiariedad al Estado.

C. El marco regulatorio

Tal cual lo señalan documentos de la CNE, uno de los elementos fundamentales que permitió la implementación de las tareas reestructuradoras, amén de la creación de la propia CNE, fue el establecimiento de un conjunto de normas e instituciones destinadas a regular el mercado eléctrico. En términos generales, ellos tendían a institucionalizar y/o regular actividades relativas a: coordinar las inversiones estatales del sector eléctrico, fijar las tarifas, fiscalizar la seguridad en las instalaciones, y a coordinar la operación de las empresas de generación eléctrica.

A principios de los noventa, los organismos del Estado que intervienen en la regulación del sector eléctrico y que dan forma al marco institucional del sector son: la CNE, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, el Ministerio de Planificación y Cooperación, y las Municipalidades. Cada uno de estos organismos tiene una misión clara que cumplir, ya sea normando las actividades del subsector, ejecutando, fiscalizando e incluso determinando las tarifas y calidad del servicio (Recuadro 3.3).

Los principales cuerpos legales que regulan la actividad del sector son el Decreto con Fuerza de Ley (DFL) N°1 de 1982 o Ley General de Servicios Eléctricos, complementado por el Decreto Supremo N°6 de 1985, del Ministerio de Minería (Recuadro 3.4), que reglamenta la operación coordinada de centrales generadoras y sistemas de transmisión, los llamados Centros de Despacho Económico de Carga (Recuadro 3.5) y, finalmente, las leyes orgánicas de la CNE y la SEC.

La constitución del CDEC-SIC, fue formalizada en mayo de 1985 y quedó integrada por ENDESA y Chilgener. Actualmente, 1994, el CDEC-SIC está conformado por: ENDESA, Chilgener, Pehuenche y Colbún. Fuera de las empresas que forman parte del CDEC-SIC se encuentran las empresas generadoras: Pullinque S.A., Pilmaiquén S.A., Guarda Vieja, minera Valparaíso y otras empresas menores.

RECUADRO 3.3

El marco institucional del sector eléctrico chileno.

Los cuerpos legales que regulan el sector eléctrico en Chile son: el DFL N° 1 y el Decreto Supremo (DS) N°6 de 1985 del Ministerio de Minería. El primero de los mencionados regula la producción, el transporte, la distribución, las concesiones y la fijación de tarifas. En él se reconoce la existencia de competencia en la producción de electricidad y de monopolio en las áreas de distribución y transmisión. El DS N°6 dispone mecanismos de coordinación del sistema de generación y de transmisión a través del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Estos CDEC, programan la operación velando por: la seguridad del sistema global, la operación a mínimo costo, y el derecho de servidumbre de las generadoras sobre las líneas de transporte de terceros.

La CNE tiene por función: proponer la normativa del sector, su perfeccionamiento y modificación; la realización de estudios de precios de nudo (de generadores a distribuidores) y de los valores agregados de distribución; la planificación indicativa de inversiones para el sector; la elaboración

de los análisis técnicos relativos al desarrollo y gestión del sector; y el análisis de antecedentes y preparación de informes para solucionar divergencias en los CDEC.

Por su parte, el **Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción** tiene por misión: dictar los decretos tarifarios basados en los informes emanados de la CNE; dictar decretos de concesión con informes de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y resolver los conflictos de los CDEC.

Las funciones de la **Superintendencia de Servicios Eléctricos y Combustibles** son: fiscalizar el cumplimiento de la ley, de los reglamentos y de las normas técnicas; recibir y administrar información de las empresas eléctricas, particularmente de las concesionarias de servicio público de distribución; fijar a las empresas de distribución el valor nuevo de reemplazo y costos de explotación para la determinación de la tasa de rentabilidad del conjunto de dichas empresas, dentro de la determinación de los valores agregados de distribución; verificar y fiscalizar el correcto cumplimiento de los decretos tarifarios; y verificar, fiscalizar y otorgar las concesiones de paso por bienes públicos.

El **Ministerio de Planificación y Cooperación (MIDEPLAN)**, en tanto organismo coordinador de la acción de las inversiones de instituciones y empresas públicas, es la institución que sanciona los proyectos de inversión en el sector eléctrico de empresas del Estado y de Municipalidades.

Las **Municipalidades**. Conforme al DFL N° 1, son las autoridades edilicias quienes negocian tarifas y calidad del suministro con la empresa eléctrica distribuidora, en el caso de los sistemas eléctricos con capacidad instalada menor a 1.500 kW; además, son estas entidades las que otorgan los permisos para que las líneas de transporte no sujetas a concesión puedan pasar o cruzar calles, otras líneas eléctricas y otros bienes nacionales.

RECUADRO 3.4

El Decreto con Fuerza de Ley N° 1 (DFL 1) de 1982 o Ley General de Servicio Eléctricos

El DFL 1 regula la producción, transporte, distribución, concesiones y tarifas de energía eléctrica. Incluye además, el régimen de concesiones, servidumbres, precios, condiciones de calidad y seguridad de instalaciones, maquinarias e instrumentos, así como las relaciones entre el Estado y las empresas y de éstas con los particulares.

Su principal supuesto está basado en la existencia de competencia en la generación y en el reconocimiento de la existencia de monopolios naturales en las áreas de transmisión y distribución a clientes finales menores. Bajo este supuesto y la utilización de criterios tarifarios basados en los costos marginales de corto plazo, se estructura el actual sistema de precios.

Las principales disposiciones de este decreto dicen relación con:

- la explicitación de las reglas del juego para la regulación de la actividad del subsector eléctrico en áreas de características monopólicas;
- la desregulación de la actividad de generación-transmisión, excepto en el precio de suministro a empresas distribuidoras, con el fin de facilitar el proceso de desconcentración y descentralización;
- la creación de los organismos de coordinación de la operación de los sistemas interconectados; y,
- el establecimiento de la política de tarificación eléctrica a costo marginal.

RECUADRO 3.5

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)

La creación de organismos de coordinación de la operación de los sistemas eléctricos interconectados denominados Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), obedeció a los objetivos descentralizadores del sector eléctrico.

El Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería, establece entre otras disposiciones, que los concesionarios de cualquier naturaleza que operen sistemas eléctricos interconectados entre sí, deberán coordinar dicha operación, con el fin de: preservar las condiciones de seguridad de operación del servicio eléctrico; operarlo al mínimo costo; y, garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión, establecidos mediante concesión. El mismo Decreto establece que las transferencias de energía entre empresas eléctricas generadoras que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación, serán valorizadas a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico, calculados por el CDEC.

Posteriormente, el Decreto N° 6 de febrero de 1985 del mismo Ministerio, establece las condiciones que deben cumplir las empresas obligadas a coordinar su operación, las funciones básicas y la organización del Comité de Operación de Carga CDEC.

Para cumplir con los propósitos señalados, se establece que el CDEC será responsable de:

- planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando la operación actual y esperada para el mediano y largo plazo, y comunicarla a los integrantes del CDEC para que éstos operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes;
- calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica que se derivan de la planificación de la operación;
- coordinar la mantención preventiva mayor de las unidades generadoras;
- verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantención preventiva mayor; y,
- determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre los integrantes del CDEC.

D. El sistema tarifario

En concordancia con la política de precios establecida para el sector energético en su conjunto, la política seguida en relación al subsector eléctrico tuvo como objetivo central reflejar los costos reales de producir, transmitir y distribuir de manera eficiente, la energía eléctrica.

El sistema de tarificación eléctrica (Figura 3) diseñado por la CNE en 1980 y formalizado en 1982 por el DFL 1 del Ministerio de Minería, estableció los criterios de tarificación, los organismos encargados de la regulación de precios, y los procedimientos y formalidades a seguir en la determinación de los mismos. En las páginas siguientes se hace un análisis de tales criterios, especificando los aspectos que le ha restado eficacia y reducido credibilidad al sistema de tarificación.

El sistema de tarificación utilizado en Chile se basa en la determinación de los costos marginales de suministro de energía y potencia, calculados para un programa óptimo de expansión del sistema eléctrico. En términos generales, el procedimiento seguido es el siguiente:⁴⁵

- a) se determina el programa óptimo de expansión del sistema eléctrico;
- b) se efectúa un estudio de la operación global del sistema que minimice los costos de operación; y
- c) se calculan los costos marginales de corto plazo de energía, correspondientes a la operación óptima del sistema.

En la determinación de precios, la ley distingue entre pequeños y grandes clientes (demandas superiores a 2 MW). Para los primeros, dispone de precios regulados, en la medida en que éstos deben abastecerse forzosamente a través de los sistemas de distribución que son monopolios naturales, y además carecen de capacidad negociadora. Para los grandes usuarios, la ley contempla la opción de precios libres, asumiendo que éstos tienen acceso a sustitutos, ya sea vía autogeneración o el suministro directo de cualquiera de las generadoras.

Dada la separación entre las actividades de generación-transmisión y de distribución, la regulación de precios a nivel de clientes de empresas distribuidoras se efectúa en dos etapas:

- precios a nivel generación-transmisión, los llamados precios de nudo⁴⁶; y
- precios de distribución, llamados valor agregado de distribución.

El precio a público resulta de la suma de los dos precios indicados.

Los precios de nudo se componen del precio básico de la energía y de la potencia y un factor de penalización consistente en las pérdidas marginales de transmisión. Éstos se determinan, en forma resumida, de la siguiente manera:

- los precios de nudo son un promedio en el tiempo de los costos marginales. Este promedio es sobre un mínimo de 24 meses y un máximo de 48 meses,

- los valores obtenidos de los costos marginales se promedian, ponderándose por las demandas actualizadas de energía; y,
- éstos pueden ajustarse cuando la fórmula de indexación indica una variación superior al 10% de los precios libres.

En los hechos los precios básicos de potencia y energía son esencialmente un promedio de mediano plazo del costo marginal de corto plazo de generación al cual se hacía referencia.

Los precios de nudo se determinan semestralmente (abril y octubre de cada año) y se expresan a través de fórmulas e indexación en función de las variaciones de los principales parámetros de los cuales dependen (costo de combustibles, niveles de embalses, precio del dólar, costo de equipos, mano de obra, etc.). Estas fórmulas operan entre dos fijaciones cada vez que se produce una variación superior igual a 10% en el precio de la potencia o de la energía. En todo caso, los precios de nudo se vinculan estrechamente a los precios libres ya que los primeros no pueden diferir en un (+-) 10% respecto de estos últimos.

Por su parte, el valor agregado de distribución corresponde básicamente a lo siguiente:

- costos de inversión, operación, mantención y pérdidas de las instalaciones de distribución, asociados a la distribución de potencia en horas de punta;
- costos fijos de administración, facturación y atención asociado a los clientes, independientes del consumo; y,
- costos de pérdidas asociados a la distribución de energía.

Estos valores agregados -o costos de distribución- se calculan para una empresa modelo, es decir óptimamente dimensionada y con gestión eficiente, operando en áreas típicas, y con una tasa de descuento de 10%. Sobre esta base, se definen las tarifas referenciales, con lo que se calcula la rentabilidad anual que el conjunto de las empresas obtendría para los cuatro años de fijación tarifaria. Esta rentabilidad global debe estar entre 6 y 14%, ajustándose las tarifas, si es necesario, para quedar dentro del rango aceptado de rentabilidad.

En principio, este esquema de regulación y de fijación de tarifas debiera incentivar la búsqueda de eficiencia por parte de las empresas distribuidoras en la medida en que lo que se está reconociendo son los costos de la empresa modelo y no los de cada empresa. Estos valores agregados se fijan para cuatro años; en el intertanto, las empresas eficientes podrán internalizar los beneficios que logren al mejorar la eficiencia.

Como se señalara, en el caso de los grandes clientes, existen los precios libres. Esta política de precios libres está basada en:

- la existencia de varias empresas generadoras, lo que hace posible la existencia de un mercado competitivo, lo que debería verse reafirmado por un sistema de transmisión "neutro" desde el punto de vista de la venta y competencia por clientes y mercados;
- que los grandes clientes tienen, por su elevado consumo, otras opciones de suministro;

- que las grandes empresas poseen capacidad suficiente -empresarial y de ingeniería- para abordar los problemas asociados al suministro eléctrico.

La importancia de estos precios se ve reflejada en el hecho que el 35% de la energía del servicio público del SIC es vendida a precio libre, y que por ley, los precios de nudo fijados por la autoridad, no pueden diferir en más de 10% de los precios libres. En consecuencia, los precios regulados siguen a los precios libres y, por ende, si no hay competencia efectiva, el sistema funciona mal.

El peaje básico o costo fijo por el servicio de transmisión, es el monto que deben cancelar las empresas generadoras propietarias de la central que los utiliza por el uso de las líneas troncales de transmisión y que se define en función del costo de inversión y operación de las instalaciones del "área de influencia" o porción de instalaciones utilizadas por los generadores a prorrata de las transmisiones de potencia que realiza la central respecto al total transitado por todos los usuarios de las instalaciones.

De manera general, es de este modo como define el concepto y la forma de peaje la normativa que, a partir de febrero de 1990, modificó y amplió lo incluido originalmente sobre el particular en el DFL 1 de 1982.

Este pago de peaje básico, que corresponde a un costo fijo ineludible, permite llegar a cualquier punto del área de influencia y a puntos que tienen transmisiones hacia dicha área. Existe además, el peaje adicional que corresponde a un costo variable de peaje que se aplica sólo cuando las transacciones comerciales exigen hacer transmisiones fuera del área de influencia. Su cálculo se realiza de manera similar al peaje básico en función de los costos de inversión de las instalaciones involucradas y a prorrata del uso que se hace de las instalaciones.

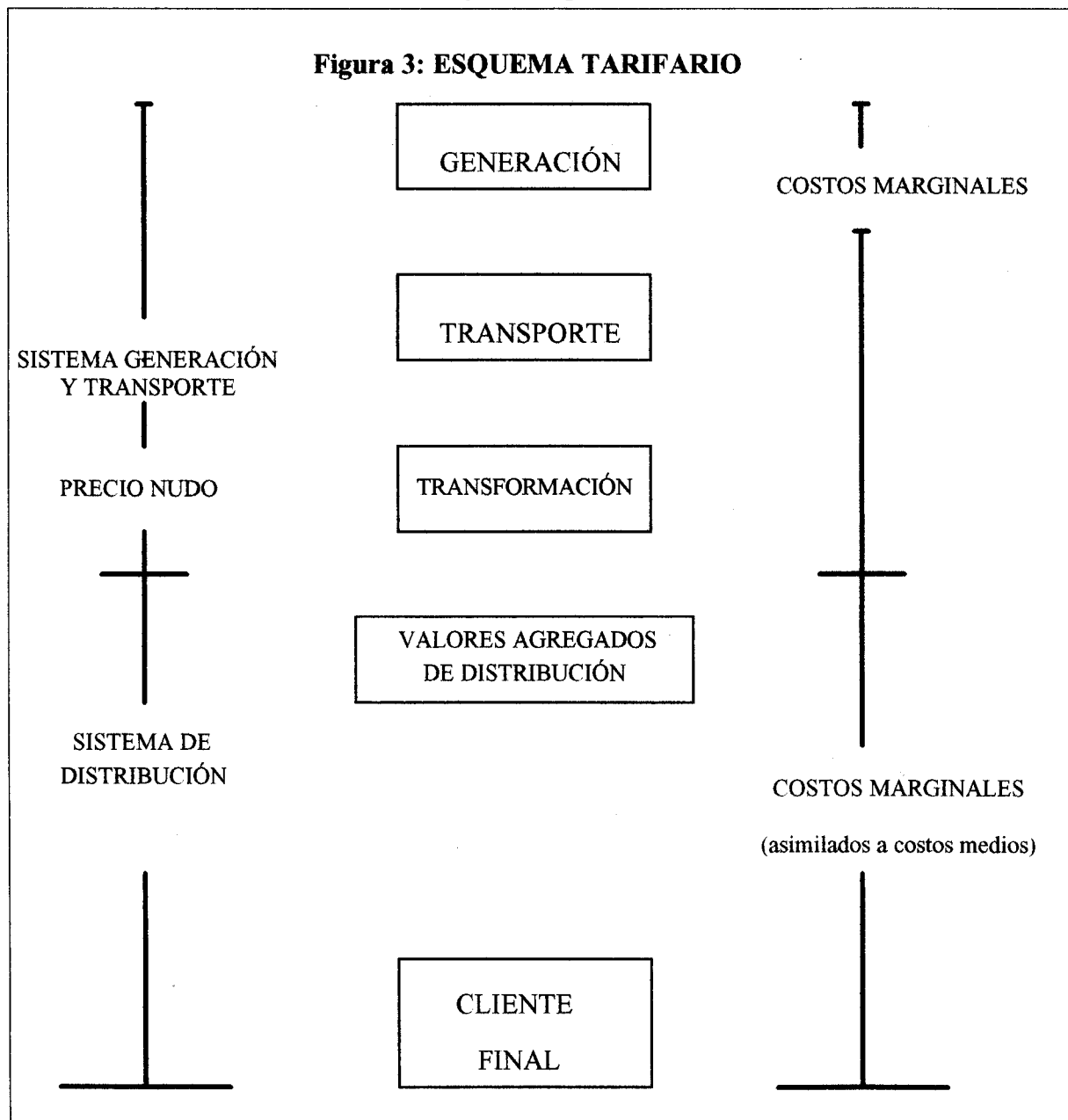
Finalmente, es necesario señalar que para las operaciones entre empresas generadoras del CDEC se determinan los precios de transferencia basados en los costos marginales instantáneos de corto plazo a partir de los cuales se cuantifican los pagos por excesos o déficit de producción de las empresas generadoras integrantes del CDEC, respecto de sus compromisos comerciales, y calculados por éste. Son estos costos marginales, además, los que sirven de referencia a los generadores para negociar los contratos de suministro a los clientes libres.

Como se constatará en próximas páginas, el esquema de fijación de precios, relativamente adecuado en términos globales, adolece de algunas indefiniciones y limitaciones impidiendo una correcta competencia, en lo que a la generación-transmisión respecta y serias distorsiones en la calidad del servicio en lo que a la distribución se refiere, por mencionar las más importantes.

E. Las privatizaciones

En 1980, casi el total de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica estaba en manos de empresas que pertenecían al Estado. En el SIC, ENDESA controlaba el 70% de la generación y Chilectra casi el total del 30% restante. ENDESA a su vez, era dueña de la mayor parte de la transmisión, con excepción del área metropolitana que cubría Chilectra. En el SING,

salvo las plantas generadoras y líneas de transmisión que pertenecían a CODELCO, el resto de la generación así como toda la transmisión y distribución pertenecían a ENDESA. Similar situación se daba en los sistemas aislados de las XI y XII Regiones.



Fuente: CNE

Las razones esgrimidas a favor de las privatizaciones en el subsector eléctrico eran básicamente cuatro: (1) los enormes requerimientos de inversión para construir las nuevas centrales, léase incapacidad del Estado para procurárselos; (2) el sistema, operado eficientemente, permitía rentabilizar las inversiones, los riesgos eran reducidos y las perspectivas del negocio eran elevadas; (3) se afirmaba que los agentes privados podían encarar mejor la actividad eléctrica que el Estado; y, (4) se insertaban plena y ampliamente en los objetivos macroeconómicos perseguidos por la

economía social de mercado. Las medidas sugeridas apuntaban básicamente a un proceso relativamente "desintegrador", desconcentrador y privatizador de las actividades del subsector en aras, supuestamente, de una mayor eficiencia en el funcionamiento del mercado eléctrico.

Los argumentos en contra de las privatizaciones, por su parte, advertían respecto: (1) de la transparencia del proceso y el valor de venta al cual estas empresas serían vendidas; (2) del rol estratégico del servicio público, tanto en el campo económico como social; (3) del virtual impacto que tendría en la disminución de personal de las mismas empresas; y, (4) del temor que los inversionistas privados no estuviesen interesados o en condiciones de continuar invirtiendo en el subsector.

La amplitud de objetivos perseguidos por la política económica de entonces, así como aquellos establecidos por la nueva estrategia energética, trascendían, tal cual se dejó establecido en el punto anterior, el marco legislativo propio al subsector eléctrico, debiéndose hacer obligatoria referencia al conjunto de otras reglas y normas que apuntaron a la adecuación del resto de la institucionalidad jurídica de competencia con el sector, entre los que cabe mencionar la Superintendencia de Sociedades Anónimas, la Superintendencia de Valores, la ley antimonopolios, y la regulación de los derechos de agua, entre otros. Esta nueva institucionalidad, tanto específica al subsector como más general, fue la que permitió la reestructuración de las empresas y, obviamente, las consecuencias que de ella derivaron.⁴⁷

La nueva legislación determinó la separación de las actividades del sector en generación-transmisión y distribución, distinción que fue seguida por una desconcentración y descentralización en distintas áreas, mediante la subdivisión en subsidiarias. Con estas medidas, supuestamente, debía corregirse la situación existente hasta 1980, en que las empresas estaban absolutamente integradas. Los grandes proyectos, tales como Colbún -Machicura, Pehuenche y Pangue se visualizaron como empresas generadoras separadas, sin embargo, casi el total de la generación continuó en manos de ENDESA y Chilectra. Con la creación del CDEC, además, se intentó asegurar el óptimo económico de operación del sistema y garantizar el derecho a transmitir energía proveniente de diferentes compañías. La medida tendía a crear las condiciones de igualdad en la comercialización de energía entre empresas estatales, mixtas y privadas.

Abordar el tema de las privatizaciones en el sector eléctrico chileno, implica hablar de las privatizaciones de ENDESA y de Chilectra y, en ambos casos, supone abordar de manera simultánea, la racionalización administrativa y el controvertido proceso de saneamiento financiero de estas empresas, destinados a preparar (o permitir) su privatización.

Uno de los aspectos distintivos del proceso de privatización de las empresas eléctricas en Chile, guarda relación con el hecho que la definición del marco regulatorio se dió con bastante antelación a la privatización de éstas.

Dicha secuencia permite suponer, en primer lugar, que se han cautelado ciertos grados de eficiencia y seguridad en la operación del sistema. Ello pareciera no haberse logrado plenamente, debido a que el escenario que definió la reforma estuvo aparentemente condicionado por las relaciones de cooperación existentes entre las empresas y los reguladores, determinadas por la propiedad de las empresas y la comunidad de intereses que define al proyecto refundacional. El

cambio de propiedad de las empresas, habría presumiblemente afectado la fluidez en la entrega de información, en particular, aquella que excede lo que la legislación impone como obligatoria.

En segundo término, el marco regulatorio constituía el conjunto de las reglas del juego bajo las cuales operaría dicho mercado, por lo que al atractivo del precio al cual fueron vendidas las empresas y las auspiciosas expectativas de la demanda, se sumaba la eliminación o disminución, casi al mínimo, del factor riesgo. Aquello, si bien es discutible a la hora de determinar el precio de las empresas, lo es más aún cuando tales reglas del juego, al menos en sus inicios, no habrían sido hechas públicas.

A la luz de la experiencia chilena y de otros países de la Región que han emprendido caminos similares, parece del todo oportuno señalar que la validez de tal secuencia, marco regulatorio-privatización, y no al revés, dependerá de la consideración adecuada de factores que permitan cautelar el interés público tanto en la venta misma de las empresas, como en el diseño del marco regulatorio.

La privatización de ENDESA y Chilectra consituyen todo un hito en el proceso de traspaso de la propiedad del subsector eléctrico, particularmente, la de ENDESA. Formalmente, el proceso de racionalización administrativa de esta empresa, primera etapa del proceso privatización, consistió en:⁴⁸

- transformar en compañías regionales de responsabilidad limitada sus unidades de distribución de electricidad. Ello permitió identificar las etapas o zonas geográficas que estaban generando pérdidas.
- establecer al interior de la empresa un grupo encargado de coordinar, desde adentro, el proceso privatizador, y de compatibilizar dicho proceso con diversos organismos e instituciones involucrados en el proceso (CORFO, especialmente su Unidad de Normalización, el Ministerio de Hacienda, la Comisión Clasificadora de Riesgos, etc.)
- eliminar la resistencia de las organizaciones sindicales u otras, haciendo que los trabajadores de ENDESA fueran los primeros en participar en dicho proceso, con precios de acciones inferiores a los ofrecidos al público en general.

Complementariamente a los organismos oficiales a cargo del proceso de privatización de ENDESA y de otras empresas del Estado, se creó un Comité ad-hoc que supervisaba la ejecución de las decisiones tomadas, al mismo tiempo que revisaba y analizaba los planes y estrategias de privatización, a objeto de definir tanto los montos como los métodos y los precios de venta.⁴⁹

Simultáneamente, se impusieron medidas destinadas a atraer a los agentes privados y calificar para obtener los fondos previsionales, para lo cual se implementaron medidas destinadas a dar una adecuada solución a la estructura financiera de la empresa; poder cumplir con los indicadores de endeudamiento y cobertura mínimos exigidos por los bancos acreedores; y, más tarde, ser clasificada por la Comisión Clasificadora de Riesgos como una empresa que combinase una razonable rentabilidad con un bajo riesgo, condición necesaria para que las AFP y Cías. de Seguros pudiesen invertir en sus acciones (Recuadro 3.6).

A fines de 1990, el proceso de privatización de ENDESA había prácticamente concluido, conformándose, una estructura accionaria, adecuada y aparentemente cumpliendo el doble objetivo propuesto, por un lado, desconcentrar la propiedad y por el otro, hacer más eficiente una de las empresas más grandes del sector (Cuadro 3.1).

Estas afirmaciones requieren ser evaluadas más de cerca. El proceso de desconcentración fue contradictorio en los hechos, al producirse un cruzamiento de intereses que desembocaría a poco andar, en un reforzamiento de ciertos grupos (ENERSIS) en detrimento de otros, y que más tarde, por la dinámica propia del proceso se consolidaría aún más. La retoma de Pehuenche S.A. por parte de ENDESA, da cuenta del carácter contradictorio de dicho proceso y cuestionable desde el punto de vista del cumplimiento de los objetivos originales propuestos.

CUADRO 3.1
Evolución de la distribución del capital de ENDESA
(en porcentajes)

	Dic. 1986*	Dic. 1987*	Dic. 1988*	Dic. 1989	Dic. 1990
CORFO	99,0	90,7	46,2	7,1	1,0
AFP		3,8	19,8	21,9	26,3
Empleados públicos				19,6	13,8
Fuerza Armadas				16,9	13,0
Personas naturales				12,5	12,0
Fondos Inversión Extran.				1,6	7,3
Personal de ENDESA				3,8	3,3
Otros		5,5	34,0	16,6	23,3
Total N° de accionistas	306	23.000	80.000	63.629	51.833

(*) No se dispone de información más desagregada

Fuente: ENDESA. Hachette, Dominique y Rolf Lüders. La privatización en Chile, 1992.

Al respecto, en un estudio en el que se destacan las virtudes del proceso de privatización en Chile, se señalaba⁵⁰:

"Actualmente, el accionista más importante de ENDESA es ENERSIS (los fondos de pensiones, si bien como grupo son los accionistas más importantes, en forma individual ninguno de ellos superaba el 5%), conglomerado que controla Chilmetro, la principal compañía de distribución eléctrica en Chile. Esta situación implica un grado importante de integración vertical, entre las dos mayores compañías del sector, (lo) que eventualmente podría afectar la reglamentación de este sector como consecuencia de las presiones ejercidas por este poderoso grupo económico. Sin, embargo, también puede revestir aspectos positivos, ya que las operaciones entre ambas instituciones, que son de carácter básicamente complementarias, implicarían una racionalización del proceso lo que atenuaría los efectos negativos".

Del párrafo citado cabe destacar dos aspectos: el primero, desde sus inicios se produjo un distanciamiento respecto de los objetivos desconcentradores de la propiedad, y el segundo, se refiere a la conclusión a la cual arriba el párrafo y que paradójicamente percibe como positiva la mantención de actividades complementarias (generación, transmisión, casi 100% en manos de ENDESA, y distribución) aún cuando esto afecte la reglamentación.

En la realidad, como se constatará en las líneas siguientes, a lo largo de los años el proceso de concentración ha aumentado y de acuerdo al Plan de Obras y las futuras centrales a instalar, tal fenómeno tenderá a aumentar o al menos a mantenerse.

RECUADRO 3.6 **La privatización de ENDESA**

El primer paso fue constituir a ENDESA, en 1982, como sociedad anónima abierta, controlada por la Superintendencia de Valores y Seguros, lo que le permitiría participar libremente en el mercado de capitales, antes limitada por disposiciones legales a fondos de pagarés de la Tesorería o bonos del Banco Central, previa autorización del Banco Central. Paralelamente, el nuevo Directorio adoptó un conjunto de medidas de importancia en el marco de la descentralización y privatización de la empresa, las que entre otras establecían la venta de las subsidiarias de generación, Pullinque y Pilmaiquén.⁵¹

Entre los años 1982 y 1985, se adoptó un conjunto de medidas (ver cuadro resumen siguiente) con el fin de dotar a las empresas de una estructura económica y financiera compatible con los resultados esperados en el futuro, lo que, entre otras cosas les permitiría el autofinanciamiento, el acceso a los mercados financieros y la obtención de utilidades. Tal proceso de "saneamiento" no estuvo exento de problemas y críticas en la medida en que algunas de ellas tuvieron como consecuencia pérdidas significativas en el patrimonio de la empresa⁵².

Para el mes de diciembre de 1987, ENDESA se encontraba clasificada por la Comisión Clasificadora de Riesgos, se había privatizado un buen número de subsidiarias (EMEC, EMEL, EMECO, EMELMA, PILMAIQUÉN y PULLINQUE) y vendido otras a CORFO (EDELAYSEN y EDELMAG). Al año siguiente, CORFO quien era aún propietaria mayoritaria de ENDESA ordenó a ésta dividir EDELNOR en una empresa de generación (la que sería traspasada a CORFO a valor libro en 1989), y otras de distribución en las ciudades de Arica (EMELARI S.A.), Iquique (ELIQSA) y Antofagasta (ELECDA), las que serían privatizadas en el mismo año.

Reestructuración previa a la privatización de ENDESA*

1980	- Se modifica el criterio de tarificación. El criterio de determinación de tarifas basado en un retorno mínimo de 10%, es reemplazado por la tarificación a costo marginal
1981	- se desconcentra la empresa en 9 filiales de distribución

1982	- ENDESA se registra como sociedad anónima, sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros y sus acciones comienzan a ser transadas en la Bolsa de Valores
	- se transforman en filiales 3 unidades de generación hidroeléctrica, (Pullinque, Pilmaiquén y Colbún)
1985	- se desprenden las filiales de generación COLBÚN y Pehuenche, las que quedan como empresas estatales dependientes de CORFO
1986	El fisco absorbe 500 millones de dólares de deuda externa de ENDESA

Fuente: Devlin, Robert y Cominetti, Rosella. La Crisis de la Empresa Pública y las Privatizaciones. CEPAL/NU; abril de 1994, Santiago, Chile. p. 44. (adaptado).

*: Constituyen antecedentes selectivos y excluye preparación regulatoria.

La privatización misma de la ENDESA, se materializó en base a un proceso secuenciado de venta de acciones entre los años 1987 y 1989. El precio inicial de venta de éstas fue determinado por CORFO⁵³. Éste se basó en el cálculo del valor presente de los dividendos futuros esperados, considerando un horizonte de 20 años, con una tasa de descuento que era equivalente al retorno de las acciones de empresas similares a ENDESA. El valor resultante se comparó con el criterio del valor presente de los flujos de caja esperados en el mismo horizonte de tiempo y con tasas de descuento parecidos, lográndose en definitiva, valores más o menos parecidos.

No obstante, dicho proceso de enajenación no estuvo exento de controversia, no sólo en lo que a la valoración respecta⁵⁴, sino también respecto de las formas en que este proceso de ventas se realizó.

La empresa Chilectra, por su parte, nacionalizada en agosto de 1970, había permanecido sin cambios hasta 1981, año en que se decide reestructurarla separando las funciones de generación y distribución. De esta reestructuración resultó el holding Chilectra, formado por una casa matriz y tres filiales: Chilectra Generación; Chilectra V Región y Chilectra Metropolitana. Este proceso no había en los hechos modificado aún la estructura de propiedad de la empresa. Las tres siguieron siendo propiedad del Estado, vía CORFO y Chilectra matriz. Entre ambas poseían, en el año 1982, el 100% de las acciones de la empresa al tener, respectivamente, un 0,01 y 99,99%. Hasta 1984, el proceso de privatización se mostró lento. Tal pausa, parece haberse debido más al proceso de desajuste y recesión de la economía, así como a las consecuencias que derivaban de una situación política compleja, que a calendarios precisos estipulados por el equipo privatizador.

No obstante el impulso privatizador fue retomado en 1985, a través de, entre otras medidas, la autorización por parte de la Comisión Clasificadora de Riesgos para que los Fondos de Pensiones pudiesen invertir en acciones de Chilectra Metropolitana. Más tarde, se producirían las primeras ofertas de acciones a los trabajadores, quienes podían pagarlas mediante el adelanto de las indemnizaciones que les correspondían. Sucesivas ventas de acciones por parte de CORFO, así como ventas directas a trabajadores, permitieron que a fines de 1986, casi un 62% de Chilectra estuviese en manos privadas. Similares modalidades se adoptaron posteriormente, culminando en agosto de 1987 con el traspaso total de Chilectra Metropolitana a manos privadas.

En la actualidad, Chilectra Distribuidora Metropolitana pertenece mayoritariamente al grupo ENERSIS, constituida como sociedad anónima el día 28 de octubre de 1987.

A principios de 1990 se había privatizado la mayor parte de las empresas del subsector eléctrico bajo modalidades y mecanismos cuestionables, pero que indudablemente habían transformado la cara del subsector (Recuadro 3.7).

RECUADRO 3.7

Las privatizaciones en Chile, una visión crítica

Las críticas con respecto a las privatizaciones de las empresas el sector eléctrico en Chile eran y siguen siendo variadas. Ellas apuntan tanto a las modalidades, valorización de los activos y precios de las empresas, como a aspectos de carácter político, social y económico involucrados en los procesos de privatizaciones.

1. Subvaloración de activos.

En Chile, se combinaron distintas modalidades para valorar activos y enajenar las empresas, uno de ellos fue la licitación pública, en el caso en que la empresa fuera relativamente pequeña. En las empresas más grandes, fue común el que se combinaran distintas formas, destacando la venta de acciones en la bolsa de valores, incluyendo asignaciones -cuotas- especiales a los fondos de pensiones, el "capitalismo popular" (funcionarios públicos, miembros de las fuerzas armadas) y a veces, licitaciones públicas de paquetes accionarios controladores a consorcios nacionales y extranjeros.⁵⁵ El precio de referencia era establecido a través de estudios de valorizaciones de la empresa, basados la mayor parte de las veces en el valor presente de los flujos futuros.

Uno de los casos de controversia, sin ser el único, lo constituye la licitación de la Empresa Eléctrica de Atacama (ELECDA), filial de ENDESA. En efecto, de acuerdo a antecedentes obtenidos del archivo de Don Raúl Sáez, en crónicas de la época (mediados de 1986) se señalaba que la empresa debía tener un costo de reposición de 3.000 millones de pesos (ó 10 a 15 millones de dólares, al tipo de cambio de la época) seis veces más que el valor que se ofreció por la empresa. A niveles tarifarios de octubre de 1986, dicha empresa debía tener una rentabilidad de 10% sobre su patrimonio. El mismo Sr. Sáez señalaba: "Si el costo de reposición en fierros, vale 10 millones de dólares, y se compra en 3 millones de dólares, la ganancia resultante de una operación como la descrita es enorme para quien la adquiere. Situación similar se daba en el caso de la Empresa Eléctrica de Coquimbo, que en los hechos rentaría del orden del 25 a 26% anual. Si en tan poco tiempo, cuatro años a lo sumo, el comprador puede recuperar lo invertido. ¿Para qué invertir en expansión si ésta no va a rentar de manera igual?"

2. Razones de caja fiscal v/s razones de eficiencia del sector

En páginas previas se estableció que los objetivos centrales de la reestructuración del subsector otorgaban un rol secundario a la búsqueda de eficiencia o de mejoramiento de ella. En estricto rigor, la crítica implícita en tal propósito no va dirigida al hecho de que el Estado venda activos,

con el fin de allegar recursos a la hacienda pública, lo que de por sí debiera ser precedido de estudios de costo-beneficio, sino al hecho de que a partir de necesidades de caja, los que comúnmente responden a problemas económicos coyunturales y/o políticos, se defina y determine qué vender y de paso, definir las políticas sectoriales o subsectoriales, como ocurrió en este caso.

Al respecto, resultan ilustrativas las declaraciones hechas a la prensa a fines de 1986, por parte del Ministro Presidente de CORFO de la época, General Fernando Hormazábal, en el sentido que las privatizaciones perseguían objetivos políticos y económicos. Políticos, señalaba, "...por la necesidad de consolidar a Chile como una sociedad definitivamente libre. La privatización apunta en ese sentido como un elemento de estabilidad, por cuanto miles de chilenos -entre ellos los afiliados a las AFP y los trabajadores acceden a la propiedad de las más importantes y solventes empresas del país...", "...se distribuye así la propiedad del poder económico, imposibilitando los excesos políticos o económicos del Estado". Económicos, porque en el marco de la "...plena utilización de los recursos del Estado para la consecución del máximo nivel de bienestar para la población, (la privatización) permite: (a) la obtención de recursos por parte del Estado para: financiar nuevas actividades de fomento de la CORFO, (b) financiar el programa macroeconómico (básicamente de carácter social), (c) proporcionar a las AFP una alternativa de sus inversiones, disminuyendo su riesgo y el de sus imponentes, (d) integrar a la propiedad de las empresas al mayor número de personas a objeto de consolidar el concepto de propiedad privada y lograr la eficiencia de largo plazo en las respectivas administraciones, y (e) consolidar el funcionamiento de nuestro mercado de capitales."⁵⁶

3. ¿Quién decide qué se vende?

En países desarrollados son los respectivos Parlamentos los que definen qué se vende, cómo se vende e incluso, a qué precio se vende. En Chile, la decisión correspondió a un círculo relativamente restringido de autoridades del gobierno militar, así como a entidades técnicas tanto gubernamentales como privadas. La diferencia es notable y apunta a la forma de abordar un problema -el desprendimiento de activos, cuantiosos en algunos casos- que incumbe a todos los ciudadanos de un país.

4. Falta de transparencia

Esta fue una de las críticas más comunes, en relación no sólo a las privatizaciones de las empresas eléctricas sino también a las que se llevaron a cabo en otros sectores y áreas de la economía. Es el caso, por ejemplo, de la central hidroeléctrica Pilmaiquén, y la participación de personeros de gobierno o ligados a él, en la adquisición de las empresas generadoras o distribuidoras.

Pilmaiquén, de acuerdo a los datos que consignan algunas publicaciones⁵⁷ fue vendida bajo su valor, cualquiera fuera la forma que se hubiese utilizado para valorizar los activos. En efecto, si bien, la central Pilmaiquén fue valorizada en más de 40 millones de dólares, ENDESA determinó que la empresa valía sólo 21 millones, precio al cual se vendió a Inversiones IMSA, propiedad en un 99,75% del Bankers Trust. De acuerdo a Dn. Raúl Sáez, ingeniero civil, Presidente del Comité de Defensa del Patrimonio Nacional, ex ministro del Coordinación Económica a principios del

regimen militar, el Bankers Trust hizo un excelente negocio al cancelar los 21 millones de dólares que ofreció a ENDESA con pagarés de la deuda externa adquiridos con un descuento del 25%, o sea, desembolsando 16 millones de dólares, concluyendo que "...la diferencia la puso el Banco Central y, en definitiva, todos los chilenos". En relación a este caso el ingeniero Sáez⁵⁸ agregaba: "...ENDESA, está construyendo la Central Canutillar en zona vecina a Pilmaiquén a un costo estimado de US\$ 1.800 el kW y la han forzado a vender Pilmaiquén a US\$ 600 el kW, aún cuando a esta planta le quedan más de 30 años de vida sin hacer cambios fundamentales de sus equipos y su capacidad de generación de energía, por kW, es 6% superior a la de Canutillar". Para más adelante afirmar: "...los recursos que ENDESA obtiene anualmente de Pilmaiquén, después de impuestos, son del orden de US\$ 4 millones. Es decir, en los 5 años que durará la construcción de Canutillar se dispondría de los US\$ 20 millones que producirá la venta de Pilmaiquén y la ENDESA seguiría dueña de esta planta"; y, finalmente concluir que: "...lo que algunos medios de información, han señalado, no yo, es la intervención por cuenta del Bankers Trust, de algunos ex-funcionarios recientemente retirados de altos cargos contralores del Servicio Público en estas actividades..."

5. La información privilegiada y la concentración de la propiedad en el subsector.

Estudios recientes advierten acerca del proceso de concentración de la propiedad en empresas distribuidoras que pertenecieron a ENDESA por parte de ejecutivos que tenían acceso preferencial a la información de la empresa⁵⁹, proceso que se fue consolidando ya sea a través de la compra directa a trabajadores que optaron por convertir rápidamente sus acciones en dinero o, a través de la posición dominante que sus socios, ex-ejecutivos de ENDESA, fueron ocupando en los directorios de las diversas subsidiarias del sector eléctrico privatizadas.⁶⁰

6. La reconcentración de la propiedad.

Como resultado del proceso de desconcentración Pehuenche S.A. pasa a ser filial de CORFO, propósito que se trasgrede a poco de ser adoptado al no evitar que dicha filial fuese adjudicada nuevamente a ENDESA.

IV. EL SUBSECTOR ELÉCTRICO CHILENO HOY: Un balance preliminar.

A. El mercado eléctrico.

El aspecto central de esta sección es aquel relativo a la concentración de la propiedad de las empresas en el subsector eléctrico. La razón es simple, el mercado eléctrico se erige bajo el supuesto que la competencia funciona, y en ella, un destacado lugar cabe al proceso de desconcentración y "pulverización" de la propiedad, asumido como objetivo central de las reformas implementadas a fines de los setenta y concretadas a lo largo de los ochenta con la privatización de la mayor parte de las empresas.

Un análisis de los datos relativos a la propiedad de las empresas que participan en el sector eléctrico permite afirmar que el grado de integración vertical y horizontal es elevado y el proceso de desconcentración de la propiedad buscado, aparecería cuestionado, e incluso revertido, como resultado de una reconcentración en los hechos, asomando dudas respecto del grado de competencia real que existe en este mercado.

En 1993, los activos del subsector eléctrico eran de US\$ 8.016 millones distribuyéndose de la siguiente manera: US\$5.232 millones en generación (65%), US\$1.510 (19%) en transmisión, y US\$1.274 en distribución (16%).

A fines del mismo año y en lo que a la generación respecta, la mayor parte de las empresas generadoras del SIC estaban en manos privadas, salvo Colbún-Machicura. La participación relativa de los más importantes grupos propietarios se aprecia en el Cuadro 4.1, constatándose que ENDESA con su filial Pehuenche poseen el 63,1%; Chilgener un 19,26% y Colbún S.A. un 12,470%. Entre ENDESA y Chilgener poseen aproximadamente el 90% del mercado de clientes finales en el SIC, tal cifra es reveladora del alto grado de concentración del mercado eléctrico.

La distribución se encuentra totalmente privatizada con la excepción de algunos sistemas aislados pequeños incluidas la cooperativas. El elevado grado de concentración de la propiedad que se aprecia en la generación, se repite en la distribución donde ENERSIS es propietaria de sobre un 73% de Chilectra Metropolitana y 85% de Río Maipo las que controlan la mayor parte del mercado de la Región Metropolitana.

Chilectra Metropolitana es la más importante de las empresas distribuidoras copando casi el 50% de total requerido por las distribuidoras del SIC.

En la transmisión, ENDESA es propietaria de la S.A. cerrada Transelec, principal sistema de transmisión del país. Además, es propietaria del 40% de la empresa Sistemas de Transmisión del Sur (STS), y del 30% de Transnet.

Lo que llama la atención en el mercado eléctrico, es el marcado efecto controlador que posee ENERSIS, quien controla ENDESA con sólo un 16% del capital accionario de esta última. Tal efecto controlador y concentrador, probablemente se explica al analizar el conjunto de

Cuadro 4.1.
Potencia Instalada, 1994

Empresa	Termo	Hidro	Total	%
	(MW)	(MW)	(MW)	
Chilgener	512	245	757	19,26
Colbún S.A.	0	490	490	12,47
ENDESA	253	1.603	1.856	48,21
Pehuenche S.A.*	0	585	585	14,88
Pilmaiquén S.A.	0	39	39	0,99
Otras**	0	197	197	5,01
Autoprodutores***	0	7	7	0,18
Totales	765	3.559	4.342	100

Las cifras fueron redondeadas.

* : De propiedad de ENDESA

** : Incluye Pullinque, Guardia Vieja, Florida, Carbomet y Sauce Andes

*** : Valor estimado por el autor, sólo incluye generadores del SIC

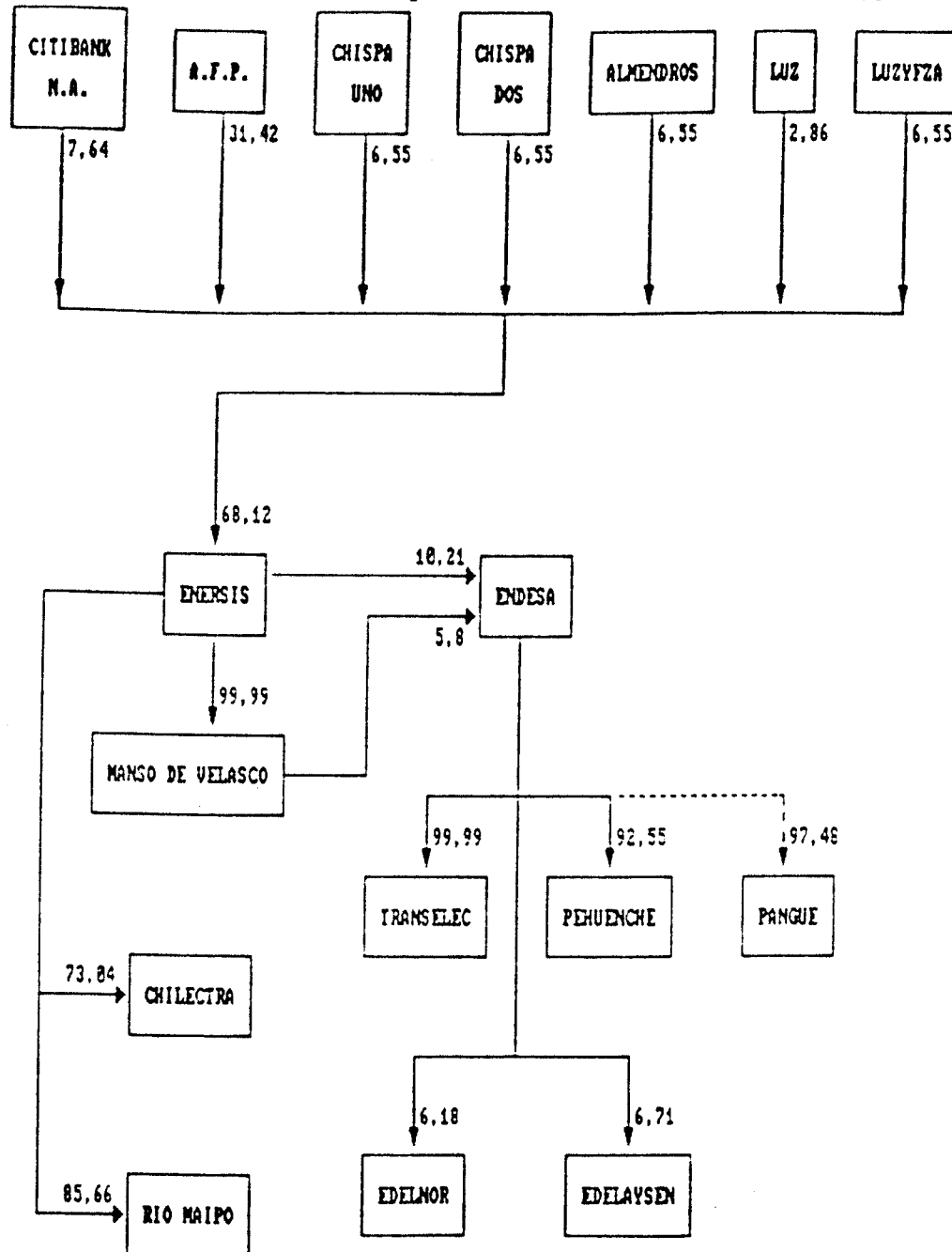
Fuente: Cortés, Marcelo; op. cit. p.3.

interrelaciones intrasector que se presenta en el Recuadro 4.2, al cual se suma el entrecruzamiento de nombres de ejecutivos y de miembros de directorios.⁶¹ El resultado de todo esto es que el conjunto de directivos y ejecutivos de ENERSIS está presente de manera significativa en todas las áreas del mercado eléctrico: generación, transmisión y distribución, logrando controlar así, sólo en el SIC, prácticamente el 60% de la generación, el 100% de la transmisión y un 50% de la distribución.

Por su parte Chilgener, no sólo consolida su posición de segunda empresa del SIC con la construcción de Guacolda I y II, sino que además adquiere una importante presencia en el SING con NORGENER.

Tal concentración en la propiedad del mercado eléctrico, no se limita al caso de ENERSIS; existen otros casos como el de EMEL y COPEC (propietaria de algunas distribuidoras en el sur del país), en los que también se dan situaciones similares a las descritas.

RECUADRO 4.1.
Inversiones del Grupo ENERSIS en el subsector eléctrico



Fuente: Superintendencia de Valores y Seguros, al 31 de marzo de 1994.; citado por Cortés, Marcelo.

A.F.P.: Asociaciones de Fondos de Pensiones.

Chispa Uno; Chispa Dos; Luz; Los Almendros y LUZYFZA (Luz y Fuerza): son todas sociedades anónimas, al igual que el resto de las empresas mencionadas más conocidas que éstas.

B. de los propósitos a la realidad

La frecuente cita a nivel internacional refleja el hecho que, a pesar de algunas observaciones y críticas de orden menor, el proceco de privatizaciones y la reestructuración en el subsector eléctrico chileno es percibido como exitoso. Sorprendentemente, a nivel nacional, y pese a la importancia económica y financiera que posee el subsector, e incluso de la importancia creciente de la electricidad en el consumo energético, el tema ha recibido muy poca atención, y son escasos, por no decir casi inexistentes, los estudios que den cuenta de los pro y contra de un proceso como el descrito, salvo un artículo de V. Blanlot que aborda de manera rigurosa y crítica el tema de la regulación en dicho subsector.⁶²

A grandes rasgos, el mercado eléctrico funciona razonablemente bien, lo que justificaría la frecuente cita que de él se hace en el extranjero. No obstante, existen ciertos temas pendientes, así como ciertos problemas que entorpecen un funcionamiento más eficiente del sistema y/o impiden la concreción de potencialidades de desarrollo.

A continuación se expone, una lista -no exhaustiva- de estos problemas, los que tienen que ver con:

1. el uso del sistema de transmisión y cálculo del peaje
2. los incentivos económicos y la diversificación de la inversión en generación
3. la eficiencia y transparencia en la fijación de las tarifas de distribución
4. la ausencia de normas relativas a la calidad del servicio
5. la composición de los CDEC
6. la institucionalidad responsable de la regulación y fiscalización.

1. El uso de los sistemas de transmisión y "cálculo" de los peajes.

Uno de los problemas más evidentes resultantes de la reestructuración del sector, fue sin duda alguna, la no separación del sector generación-transmisión. Por un lado, ENDESA, la más importante empresa generadora del país quedó propietaria de los sistemas de transmisión, y por el otro, el marco regulatorio diseñado, impreciso en la definición de algunos de los factores que definen el costo de transmisión, impidió el disponer de precios definidos, informados y universales para los usuarios del sistema. Ambos aspectos son decisivos a la hora de evaluar la existencia o no de condiciones de competencia entre generadores, particularmente si se considera el hecho que los costos de transmisión constituyen uno de los items de costos más importantes para algunas generadoras, después de la depreciación.

Fruto de la imprecisión y ambigüedad con que, según la norma, debiera hacerse el cálculo de los peajes, en la práctica, han primado, los procesos de negociación, en que la propietaria del sistema está en mejor posición para imponer sus condiciones. El proceso de negociación se traduce, en muchos casos, en la imposibilidad de abastecer a un cliente libre, en la medida que el generador no dispone en forma oportuna de los costos de transmisión. Si ello no es deseable en términos de la necesaria competencia en la generación, lo es menos aún para potenciales cogeneradores.

Un buen ejemplo del efecto perverso de la forma de cálculo de peajes sobre la competencia en el subsector eléctrico es aquel que se refiere al suministro de electricidad a consumidores regulados situados lejos de los centros generadores o de los sistemas troncales de transmisión. En efecto, este tipo de clientes tiende a ser postergados por los generadores cuando vencen sus contratos debido a que los costos derivados del uso de sistemas de transmisión no pueden ser recuperados vía tarifas.⁶³

El surgimiento de conflictos a propósito de los peajes, que opuso a ENDESA y COLBÚN a poco andar del sistema reformado, ilustra lo anteriormente señalado y arroja dudas⁶⁴ respecto de las posibilidades de real competencia en la generación, de no adoptarse los cambios correctivos adecuados.

No ajenas a los conflictos que se han suscitado, parecen estar las modificaciones que ha sufrido la reglamentación relativa al uso y cálculo de precios del sistema de transmisión, a lo largo de los años. En efecto, en la ley original, el uso de los sistemas de transmisión por parte de terceros, era ambiguo y, además, no definía procedimientos ni metodologías de cálculo; en los hechos lo que se hacía era exigir al usuario una indemnización al propietario de las instalaciones, a prorrata de la capacidad de las obras que efectivamente utilizaba y un pago proporcional para cubrir los gastos de mantención de las instalaciones que se usaran en común. Tal cual se señaló en páginas previas, entre 1982 y 1989 esta disposición no se pudo aplicar en forma práctica debido a la diversidad de interpretaciones entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones.⁶⁵ En febrero de 1990 la ley fue modificada. Se mantuvo el concepto básico de cálculo de una renta sobre la inversión, con una tasa de costos de capital de 10%.

La nueva normativa, si bien permitió establecer contratos comerciales directos entre generadores y clientes libres,⁶⁶ mantuvo ambigüedades y omisiones en algunos conceptos de difícil interpretación, relevantes no sólo para el cálculo del peaje sino para un desarrollo acorde a las necesidades del sistema: definición de un mecanismo explícito para dimensionar de manera óptima las capacidades y las instalaciones de transmisión; el tipo de incentivos que estimule la inversión en instalaciones de transmisión, distorsionados hoy por el sistema de peajes en vigor, dando lugar a la sobreutilización o sobresaturación; calidad de servicio mínimo, etc.

De acuerdo a ciertas estimaciones, una parte muy importante de las inversiones del sector eléctrico -cerca de un 20%- se encuentran en el sistema de transmisión, de donde nace la importancia y necesidad de regular eficazmente.

En fin, a la luz de la experiencia a nivel nacional e internacional, cabe preguntarse si ante la existencia de sesgos en la definición del peaje, cuando los dueños de las redes son a su vez parte interesada en el abastecimiento de los clientes: ¿no resulta más eficiente para el sistema en su conjunto opciones que reguarden o estimulen más adecuadamente la competencia? Pareciera ser, que no basta con establecer figuras empresariales distintas, como es el caso de TRANSELEC, para que existan condiciones que estimulen la competencia en la generación y en el sistema. Similares figuras se estarían estableciendo en algunas regiones del país en áreas de concesión.

Las opciones que tienden a hacer de la transmisión un sistema que no impida la competencia y que en cierta forma, constituya un elemento "neutro" del mercado eléctrico, son relativamente amplias, tal cual se planteaba en el Capítulo I; no obstante, todas éstas debieran consultar y resolver dos aspectos cruciales: la fijación o cálculo de peajes independiente del propietario del sistema, (en Estados Unidos, por ejemplo, dichos peajes los fija la Comisión Reguladora de Energía Federal),⁶⁷ y la participación en la gestión del sistema no sólo de los generadores, sino también de los distribuidores y usuarios, a fin de prevenir los problemas señalados.

2. Los incentivos económicos y la diversificación de la inversión en generación

Una revisión de la lista de nuevos proyectos de inversión en generación, expuesta en el Cuadro 4.2, permite afirmar que el proceso de concentración de la actividad tiende a profundizarse.

Dicha tendencia a la concentración se explicaría por la existencia de importantes barreras a la entrada en la generación. Entre ellas cabe destacar el acceso a las fuentes hídricas. Este aspecto posee extremada importancia, tanto en términos de operar como factor disuasivo de posibles nuevos inversionistas, como de la eficiencia en la explotación de los recursos desde el punto de vista social.

CUADRO 4.2.
Algunos proyectos en generación eléctrica, 1995-1997

Proyecto	Empresa	Potencia	Puesta en servicio
Pangue	Endesa	450	1997
Guacolda I	Chilgener	150	1995
Guacolda II	Chilgener	150	1996
Loma Alta	Pehuenche	38	1997
Mejillones	Edelnor	150	1995
Norgener	Chilgener	125	1995

Nota: Pehuenche S.A. es filial de ENDESA

En efecto, parte importante de los derechos de agua correspondientes a los recursos más rentables están en manos de las empresas que actualmente controlan la mayor parte de la generación. Esto tiene su origen en el hecho que fueron estas empresas, mientras pertenecían al Estado, las que investigaron el potencial de las posibles fuentes, y obtuvieron del Estado los derechos de agua. Al ser privatizadas, mantuvieron la propiedad sobre éstos.⁶⁸

El asunto es de importancia en la medida que deja a estas empresas, con la posibilidad de postergar inversiones más económicas desde el punto de vista del país, sin perder el derecho sobre el recurso, pudiendo empujar los precios hacia arriba y obtener mejores rentabilidades de las inversiones ya realizadas o incluso, optar por proyectos de inversión más atractivos desde el punto de vista privado y de corto plazo.

En general, es probable que la solución esté en cobrar al beneficiario de los derechos de agua una elevada patente anual por los derechos no utilizados, tal cual lo sugiere, un informe del Instituto de Ingenieros de Chile.⁶⁹ Tales pagos, debieran ser, tal vez, de carácter progresivo y cesar o adecuarse al momento de utilizarlos. El no pago sería causal de caducidad. Quienes posean derechos de agua desmesurados, se verían obligados a devolver sus derechos, si el proyecto no los requiriese en su totalidad, al mismo tiempo que aceleraría la concreción del proyecto. En los hechos, se trataría de instaurar un regimen de amparo a las concesiones en favor de programas de utilización.

En lo que respecta a los combustibles, el problema es menos agudo, por tratarse, en general, de bienes transables. Esta situación no excluye la necesidad de mantener el principio anterior, particularmente, en el caso de países que disponen en forma abundante y económica de estos recursos, no sólo se deberá asegurar igualdad de acceso a las distintas generadoras existentes o en proyecto, sino que además este acceso deberá ser en igualdad de condiciones, en lo que al precio y oportunidad se refiere.

Un segundo elemento a considerar es aquel que dice relación con los mayores riesgos que enfrentan los nuevos inversionistas, respecto de las empresas que operan en el sistema, no sólo debido a que no participan en la propiedad del sistema de transmisión sino que además porque las nuevas centrales podrían no beneficiarse de las ventajas de vender su energía a precio de nudo. En los hechos, éstas contribuyen con capacidad crecientemente más cara para el mismo tamaño de los proyectos, o deben invertir en proyectos de mayor tamaño para aprovechar costos unitarios menores (específico a sistemas con fuerte componente hidroeléctrica como el chileno).⁷⁰

La barrera señalada, respecto de la posibilidad de vender su energía a precio de nudo, inhibe el desarrollo de los productores independientes y de la cogeneración. Al respecto, algunos países han desarrollado cuerpos legales que favorecen o ponen en igualdad de condiciones a estos generadores independientes, a fin de incrementar la competencia, flexibilizar el sistema eléctrico y mejorar la eficiencia global con que usa la energía en esos países, entre ellos se puede señalar a España, Estados Unidos, etc.

3. La eficiencia y transparencia en la fijación de las tarifas de distribución.

Teóricamente, las tarifas o precios de distribución, basados en el "valor agregado de distribución", son calculados para empresas modelo, es decir óptimamente dimensionadas y con gestión eficiente, operando en áreas típicas según la densidad de las zonas de distribución. Actualmente se consideran tres áreas típicas: alta, media y baja densidad de distribución y en ellas se clasifican todas las empresas concesionarias existentes en el país.

Se supone que este esquema de tarificación incentiva la eficiencia por parte de las empresas distribuidoras, en la medida en que no se reconocen los costos propios de cada una de ellas, sino aquellos de la empresa modelo. En la medida en que los valores agregados se calculan cada cuatro años, las empresas eficientes podrán en el intertanto internalizar los beneficios que derivan de aquella gestión más eficiente.

En la realidad, pareciera ser que el sistema de cálculo es algo más complejo y no desprovisto de distorsiones en lo que a la búsqueda de eficiencia se refiere. En primer lugar, debiera ser el regulador quien define los criterios a utilizar en la depuración de los costos, ya que es éste quien establece las bases de los estudios tarifarios; en los hechos, tanto las empresas como la CNE encargan estudios independientes -sobre bases similares- cuyas diferencias se promedian (un tercio de ponderación para los resultados de las empresas y dos tercios los de la CNE). Luego se ajusta el nivel tarifario de tal manera que, independientemente del nivel de costos "eficientes", la rentabilidad global de las empresas esté en el rango establecido por la ley. Los problemas prácticos de tal procedimiento son importantes.⁷¹

- la metodología no establece explícitamente los principios que la rigen ni define en forma precisa los conceptos relativos a los costos considerados; es decir, si bien se considerarán los costos fijos de administración, facturación y atención al usuario, las pérdidas medias de distribución, y los costos estándar de inversión, mantención y operación por unidad de potencia suministrada, no se indica si se utilizarán costos medios o marginales; no se define la empresa modelo, ni se definen criterios para seleccionar las áreas típicas, etc.
- la práctica de promediar diferentes resultados, estimula a las empresas, y al regulador, a manejar los resultados para negociar desde una mejor posición;
- en la medida en que el año considerado para la estimación de costos es el año previo a la fijación de tarifas, las empresas podrían tender a aumentar artificialmente sus costos en dicho año, y de este modo aumentar el margen susceptible de internalizar más tarde.

4. La ausencia de normas relativas a la calidad del servicio.

La calidad del servicio, es abordada de manera muy superficial en la legislación vigente. Ella constituye uno de los puntos centrales de la modificación al reglamento⁷². A la hora actual no existe reglamentación alguna que defina plazos para empalmes, para la instalación de medidores, duración de fallas, fallas de energía y/o de potencia, etc. Por lo demás, las empresas distribuidoras, derivado de su condición de monopolio natural y beneficiada por economías de escala, están en mejores condiciones que las empresas contratistas independientes para efectuar dichos trabajos.

En la fijación de tarifas reguladas, se supone una "calidad normal" (en la empresa modelo) no sólo del servicio sino también comercial (servicios a clientes). En la realidad, no existe una norma que defina dicha "calidad normal" de una empresa modelo, la que en estricto rigor, tampoco ha sido definida. La ausencia de una norma que regule la calidad del servicio, podría traducirse, en primer lugar, en un deterioro de la misma para asimilarse a la "empresa modelo" y/o mejorar la rentabilidad y, en segundo lugar, el sistema no estimule a las empresas que destinan gastos para mejorar la atención a los clientes en la medida en que éstos no son considerados en los "costos estándares".

Tal cual se verá más adelante, la CNE no realiza proyecciones de carácter indicativo para el desarrollo de sistemas de transmisión, por lo que el Plan de Obras para la generación no contempla

un calce adecuado con los problemas de transporte. Esto influye en la calidad del servicio y en la confiabilidad del sistema en el largo plazo.⁷³

5. La composición de los CDEC

La composición del CDEC del Sistema Interconectado Central, está limitada a aquellas empresas que disponen de una capacidad instalada superior al 2% de la que tenía el sistema a la fecha de la creación del CDEC, alrededor de 62 MW, lo que restringe su composición a las 4 grandes empresas generadoras del SIC. No obstante, a fines de 1994, también satisfizo el requisito la empresa Aconcagua S.A., la que hasta la fecha no cumple con la obligación de participar formalmente en el CDEC.

Como fuera mencionado anteriormente, su objetivo central es el de asegurar la operación óptima del sistema de generación, vía la minimización de los costos de operación del mismo.

No obstante, en la realidad, su rol supera los objetivos originales para los cuales fue creado, asumiendo labores propias a la de un ente regulador controlado por productores, en la medida en que planifica y define la operación diaria de cada una de las centrales, para todas las centrales del SIC; establece el costo marginal instantáneo de la energía, el que rige para las transacciones de energía al interior del CDEC.

El funcionamiento de este organismo, no obstante, no ha estado exento de conflictos ni tampoco de dudas en torno a la transparencia en su funcionamiento, según ciertas publicaciones⁷⁴. En efecto, en 8 años de operaciones se han planteado algunas divergencias con la autoridad.⁷⁵ El último de estos conflictos con motivo del término de antiguos contratos entre una empresa generadora y cuatro empresas distribuidoras.

RECUADRO 4.2

Proyecto de Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos

El proyecto de reglamento que ha preparado y propuesto la CNE tiene como objetivos centrales declarados facilitar la aplicación de la Ley mediante procedimientos del ámbito reglamentario, fundamentalmente en aquellos que hoy son críticos, por esta vía y no por el de cambio de la Ley eléctrica se pretende:

- establecer los procedimientos relativos a peajes que señala la ley: área de influencia y papel del CDEC y determinar el papel de la Comisión en la red troncal.
- mejorar regulaciones que se han transformado en barreras de entrada y restricciones a la competencia: balances de energía y potencia firme
- exigir a los distribuidores contratos de compra a largo plazo (6 años)
- permitir el ingreso de transportistas y de generadores más pequeños al CDEC
- establecer normas de calidad de servicio a nivel de la distribución y formas de supervisión de los interesados
- exigir a los CDEC reglamentar internamente las exigencias de calidad en cada punto y nivel de generación-transporte para cumplir con las condiciones finales
- establecer en el CDEC los mecanismos necesarios para el tratamiento de diferentes calidades de servicio (declaración de costos de falla y fijar condiciones de tratamiento de clientes regulados)
- establecer procedimientos que permitan acotar la progresiva diferencia en los resultados de los estudios de valores agregados de distribución.

6. La organización institucional para la regulación y fiscalización.

La necesidad de regular deriva de la existencia de monopolios naturales o de la presencia de externalidades que impiden una adecuada competencia y restan eficiencia al funcionamiento del mercado en cuestión. Los organismos claves en las labores reguladoras y fiscalizadoras nacionales son la CNE y la SEC, descritas en páginas anteriores.

La creación de la CNE fue clave en la reestructuración del subsector. De ella o por su intermedio surgieron las políticas para el subsector y gran parte de las sugerencias relativas a las privatizaciones de las empresas del Estado.

Este organismo nace con la misión de privatizar el sector energético, en un contexto en que el traspaso de la información era expedito, puesto que era el Estado quien operaba las empresas. La legislación y la reglamentación no previó las consecuencias de los cambios en este plano, lo que podría traducirse en dificultades para los entes reguladores en obtener la información requerida, sujeta en gran medida a la buena voluntad de las empresas, lo que en algunos casos resulta ser relevante para poder ejercer el rol regulador.

Existe consenso en aceptar que a medida que el mercado se hace más competitivo y más abierto, más complejo se vuelve regular y establecer las condiciones que permitan un eficaz desenvolvimiento del mercado. Más ardua se vuelve la tarea, si tal actividad reguladora debe normar y fiscalizar sectores pujantes, rentables y de elevada incidencia en la actividad económica global del país. En Chile, la situación dista de ser la adecuada. Por un lado, la CNE tiene un número reducido de profesionales, que en el caso del subsector eléctrico no superan el par de profesionales dedicados a tiempo completo⁷⁶, y por el otro, este reducido número de profesionales no dispone de los recursos adecuados (económicos, financieros y técnicos) de manera tal de responder a las exigencias que impone su mandato.

Pareciera ser que las tareas que derivan de regular y fiscalizar el sector energético en su conjunto y del subsector eléctrico en particular, exceden el actual diseño institucional y los recursos de que disponen tanto la CNE como la SEC. En efecto, el cúmulo de tareas que debe realizar la primera de las instituciones mencionadas, entre las que destacan: cálculo de precios regulados; planificación indicativa del sistema de generación; fiscalización del sistema de generación-transmisión; la opinión técnica en casos de conflicto en el CDEC, discusión y opinión respecto tarifas; estudio de materias relacionadas con la reglamentación; etc., superan no sólo las tareas propias a la de regulación sino, y lo que en este caso reviste mayor gravedad, aquellas relativas a la planificación y previsión.

En estricto rigor, el problema de los insuficientes recursos asignados a las entidades reguladoras del Estado, recae o es en gran medida responsabilidad de quienes los asignan, decisión que es tomada en base a la percepción que tales funcionarios poseen respecto de la entidad y del mercado a regular.

La situación pareciera que no es mejor en la SEC. En efecto, las tareas de fiscalizar la calidad y seguridad del servicio; la aplicación de las tarifas, y propuestas de cambios legislativos y reglamentarios no se compadece ni con su diseño organizacional ni con las limitaciones presupuestarias a las que es sometido. En los hechos, ellos reflejan la visión del rol histórico más que el actual cuando su tarea era la de velar por la calidad de los artefactos e instalaciones eléctricas, a lo que se suma el hecho que los reglamentos de calidad de servicio que requeriría una fiscalización adecuada son prácticamente inexistentes y los reglamentos de explotación son antiguos.

En resumen, el conjunto de problemas detectados en el mercado eléctrico nacional, pareciera dar cuenta de la necesidad de introducir cambios a un marco regulatorio que dificulta o pone en cuestión la búsqueda de eficiencia en el sistema e introduce serias interrogantes respecto de la calidad y seguridad de suministro en el largo plazo. Todo pareciera indicar que tales cambios, en los hechos, cambios al DFL 1, implican modificaciones significativas que superan aquellas que derivarían del simple cambio o agregación de reglamentos.⁷⁷

En efecto, a la luz de los problemas brevemente revisados en páginas anteriores (en particular: aquellas relativas al sistema de transmisión; a la calidad de servicio; a las concesiones; a los permisos y servidumbres, por mencionar las más importantes) todo pareciera indicar que, más allá de la discusión de índole jurídica (hasta que punto un reglamento puede cambiar una ley), las modificaciones sugeridas en el reglamento, no son suficientes para abordar los problemas constatados en el mercado eléctrico.

Aún cuando las modificaciones sugeridas por el nuevo reglamento tiendan a subsanar carencias y vacíos de la Ley, y en este sentido apunten en la dirección correcta, no es menos cierto que este esfuerzo constituye, por un lado, un retroceso por parte del Estado en su rol regulador, si se tienen en cuenta las iniciativas discutidas a fines de la administración pasada tendientes a hacer cambios a la Ley, y por el otro, porque posterga o sencillamente ignora cambios necesarios mayores, como son aquellos relativos al libre acceso a los recursos, a la composición de los miembros del CDEC, la definición precisa y clara de métodos y procedimientos para el cálculo del peaje, de la institucionalidad y capacidad real del ente regulador, etc.

Las limitaciones o vacíos del DFL 1 parecen explicarse porque en los hechos, éste tendía a proteger más al inversionista que a los consumidores o garantizar la sustentabilidad del sistema. Tales intenciones, si bien son entendibles en un contexto de "crisis de inversión" vivido a principios de los ochenta, lo que podría entenderse como superado, deberían darle paso a desafíos distintos, ligados a las formas y mecanismos destinados a garantizar un uso más eficiente de los recursos en el subsector.

A guisa de síntesis, es posible afirmar que la reestructuración del subsector eléctrico chileno pareciera adolecer de algunas debilidades y limitaciones que pueden ser agrupadas en tres grandes conjuntos: el primero, que comprende aquellos campos o áreas que evidencian ciertas distorsiones y obstáculos relativos al desarrollo eficiente del sistema eléctrico en el largo plazo, pero perfectibles a nivel de la legislación o de los procesos del sistema; un segundo conjunto de problemas en el mismo contexto que los anteriores, pero esta vez de carácter estructural, por ende más complejo en sus soluciones, como es el caso de los derechos de agua, los elevados grados de integración vertical/horizontal e intrasectorial, por ejemplo; y finalmente aquel conjunto de problemas que desbordan el funcionamiento del sistema eléctrico y afectan la sustentabilidad misma del modelo de crecimiento.

Si desde el punto de vista técnico y económico de operación del mercado eléctrico, parecieran existir problemas, que cuestionan los objetivos de eficiencia buscados por la reestructuración y levantan dudas respecto de que éste opere acercándose al óptimo privado y social en el futuro, desde el punto de la sustentabilidad del proceso de desarrollo, las dudas parecieran aumentar.

C. Las tarifas eléctricas: un indicador de eficiencia?

Los argumentos para demostrar que la reestructuración ha sido correcta, y que en buenas cuentas el cambio de propiedad en las empresas del subsector eléctrico ha redundado en competitividad y eficiencia son variados, recurriéndose al establecimiento de indicadores diversos y controvertidos, más o menos tradicionales, como por ejemplo: kWh/empleados; participación en el mercado; costos de explotación/kWh; utilidad operacional/ingreso de explotación, etc. Pero, sin ninguna duda, es la comparación entre precios o tarifas (por tipo de cliente) entre distintos países, la más frecuentemente utilizada, para demostrar las bondades del proceso aludido. Ello no sorprende y tiene sentido, el que las tarifas sean las elegidas, ya que el régimen tarifario constituye una pieza fundamental y crítica del marco regulatorio, y éste a su vez, es clave para el desarrollo del sector.

De acuerdo a ciertas publicaciones, las tarifas en Chile serían de las más baratas de la Región; e incluso estarían entre las más bajas del mundo, de acuerdo a un estudio elaborado por la Unión Internacional de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica (Unipede)⁷⁸. Informes estadísticos de la OLADE, no obstante, sugerirían una mayor prudencia al tratar de obtener conclusiones tan categóricas (Cuadro 4.3).

CUADRO 4.3.
Precios internos de la electricidad al consumidor
Algunos países de América Latina.

Países	Residencial		Industrial	
	(US c/kWh) julio/92;	(US c/kWh) junio/94;	(US c/kWh) julio/92;	(US c/kWh) junio/94;
Argentina	9,49	11,85	6,35	18,30
Brasil	3,69	4,78	2,07	2,86
Colombia	2,01	4,22	4,45	7,78
Chile	11,12	11,81	6,02	6,91
México	4,95	4,54	5,43	4,89
Perú	4,24	10,37	5,03	6,44

Fuente: SIEE. OLADE.

En los hechos las comparaciones de precios de los energéticos en general y de la electricidad en particular son complejas. Estas comparaciones son útiles en tanto meros indicadores relativos, sin que permitan sacar conclusiones respecto de grados de eficiencia⁷⁹ del sistema en su conjunto ni de las empresas del sector. En este tipo de ejercicios, los precios internos, aparecen "distorsionados", por ejemplo, por la importancia de los subsidios (indirectos, cruzados), tal es el caso de los datos expuestos en el Cuadro 4.3., por impuestos que derivan de políticas energéticas sectoriales y no específicos al subsector eléctrico, o como sucede con las estructuras tarifarias de algunos países desarrollados en que incluso los precios han incorporados las externalidades.

Para poder sacar conclusiones válidas las comparaciones deberían realizarse entre países que presentan condiciones similares en lo que respecta a: la importancia relativa de las centrales hidráulicas y térmicas; los costos de transmisión (grado de enmallamiento); los costos de capital y de la mano de obra e incluso, estructura económica del país en cuestión. En ese contexto, existen informaciones que refutarían las afirmaciones respecto de los ventajosos precios de la electricidad en Chile; de acuerdo a dichas fuentes, la electricidad le estaría costando a las plantas de celulosa chilenas del orden de 45 mills/kWh, mientras que en Australia y Nueva Zelanda, países con participaciones relativas en términos de generaciones hidráulica y térmica más o menos similares, dicho precio, en la industria señalada, sería del orden de 30 mills/kWh.

Los aspectos previamente mencionados permiten afirmar, por un lado, que al parecer el precio de la electricidad en Chile, pareciera no ser lo barata que se pretende que ésta es, comparativamente hablando, por el otro, de mantenerse esta tendencia, el asunto es preocupante en la medida en que lesiona o resta competitividad a sectores importantes de la economía.

A la luz de la experiencia de otros países⁸⁰ así como de los comentarios entregados en líneas anteriores, pareciera del todo oportuno evaluar desde el punto de vista de los consumidores, los resultados derivados de las privatizaciones en la calidad del servicio y en las tarifas. Datos provenientes de la CNE respecto de la evolución del precio medio de la electricidad en Santiago, en 220 kV (factor de carga de 67%), entre mayo de 1984 y el mismo mes de 1994, reflejaría un paulatino pero sostenido ascenso desde alrededor 13 \$/kWh hasta los 18,5 \$/kWh, respectivamente, tales precios son los establecidos con los llamados clientes libres.

V. LA PLANIFICACIÓN Y EL DESARROLLO SUSTENTABLE.

La necesidad de planificar el desarrollo del sector eléctrico ha sido reconocida históricamente, tanto en Chile como en la mayoría de los países del mundo. Ello se debe a las características propias de este mercado: elevadas inversiones, lenta maduración de las mismas, significativas economías de escala y dificultad para evaluar la demanda, y también al hecho que deriva de que el no disponer de un abastecimiento seguro, suficiente y al mínimo costo, amenazaría seriamente las bases del desarrollo.

El debate actual en torno al desarrollo sustentable, introducirá nuevos roles y objetivos a los que tradicionalmente asumió la planificación del sector eléctrico. En efecto, la incidencia del sector en el uso de los recursos nacionales (naturales, económicos, financieros, etc.), los impactos sobre el medio ambiente de las obras de generación y transmisión, y su efecto sobre la equidad, imponen desafíos metodológicos y conceptuales en la definición de las tareas y la institucionalidad requeridas por una planificación del sector que no sólo asegure la sustentabilidad de éste sino que además contribuya a la sustentabilidad del desarrollo.

La electricidad responde a los requerimientos del desarrollo en la medida que permite aumentar la productividad de las actividades económicas, incorporar a la economía riquezas no explotadas, integrar sectores marginalizados, geográfica y económicamente, de la sociedad, y mejorar la calidad de vida de la población. Sin embargo, lo que es relevante desde esta perspectiva es más bien la satisfacción de la demanda por "servicios" energéticos al mínimo costo económico y ambiental que la cantidad de electricidad que se entrega para satisfacer dichos requerimientos.

Lo anterior permite afirmar que, en un esquema de desarrollo sustentable, el diseño y la expansión física del sistema sólo deberá abordarse una vez que se concluya que no es factible o es más costoso adoptar las medidas siguientes:⁸¹

- introducción de tecnologías eficientes de uso de electricidad
- gestión de la demanda, fundamentalmente desplazamiento de la carga
- reducción de las pérdidas técnicas de transmisión y distribución
- mejora de la eficiencia operativa y de la seguridad del sistema
- rehabilitación de las plantas generadoras existentes

La crisis de la industria energética de la Región durante los años ochenta hizo peligrar la capacidad de los países para asegurar el abastecimiento energético derivado de los requerimientos del desarrollo. Ello ha ido generando la necesidad de realizar esfuerzos legales e institucionales tendientes a asegurar la flexibilidad y estabilidad necesarias para adaptarse a los nuevos desafíos impuestos por la sustentabilidad del desarrollo.

Previo a cambios mayores, particularmente aquellos vinculados a cambios en la propiedad de las empresas, se deberá integrar el desarrollo sustentable al nuevo esquema regulatorio y de planificación, de manera de introducir el uso eficiente de la energía, las externalidades y los mecanismos de acceso a la energía por parte de los sectores marginalizados en las variables instrumentales que orientarán el desarrollo del sector.

A. Instancias y mecanismos de planificación que contempló la reforma en Chile

A nivel nacional, existe un amplio consenso respecto al hecho que la responsabilidad de la planificación del subsector debe recaer en el Estado, y de acuerdo a la estructura actual, específicamente en la CNE⁸², dado que su mandato y vocación la vinculan directamente con la orientación del sector energético.

Desde 1978, la planificación del desarrollo del sector eléctrico nacional, particularmente en lo que atañe al desarrollo de la generación-transmisión, ha estado a cargo de la CNE, mediante un plan indicativo óptimo, orientado a minimizar los costos futuros actualizados de inversión, operación y falla. Aún cuando las empresas privadas adoptan, en general, el plan de obras que se desprende de dicha planificación, pueden también desarrollar proyectos no contemplados en el plan indicativo.⁸³

El costo de inversión corresponde al de las nuevas centrales de generación y las ampliaciones del sistema de transmisión necesarias para evacuar hasta el troncal la potencia de las nuevas centrales. El costo de operación está determinado por el precio de los combustibles en el caso de las centrales térmicas y por los gastos variables, no combustibles, de las centrales hidráulicas y térmicas. El costo de falla se define en función de las características de los sectores usuarios y el daño que representa para ellos el racionamiento de energía (falla programada o de largo plazo).

La definición del plan de obras considera la previsión de la demanda de largo plazo, las expectativas hidrológicas, las características de los embalses (para el plan de obras del centro del país, el valor presente del agua embalsada es fundamental) y los costos mencionados anteriormente.

En general, el sector privado somete sus proyectos a la consideración de la CNE, la que en base a los resultados de las previsiones de demanda de largo plazo, selecciona los proyectos que minimizan el costo marginal de largo plazo del sistema y los incorpora en el plan indicativo, especificando la fecha más adecuada para su puesta en marcha.⁸³ Lo anterior, como se señalara, no excluye el hecho que las empresas privadas puedan construir centrales no consideradas en el plan de obras de la CNE, en la medida que no necesiten recurrir a agencias de financiamiento internacional o, como ocurrió recientemente, anticipen o atrasen la entrada de las centrales, lo que provoca alteraciones en lo que respecta al costo marginal de largo plazo previsto por el plan indicativo.

A diferencia del sector privado, los proyectos de las empresas eléctricas estatales deben ser aprobados por la CNE y el MIDEPLAN, y ser incorporados en el presupuesto de la Nación, lo que debilita extraordinariamente su posición competitiva en el sistema. En general, sus utilidades van a la Caja Fiscal y no tienen, en principio, autorización para endeudarse. Ello se está traduciendo en una presión por parte de las autoridades del sector financiero o de la CORFO (propietaria de estas empresas) para que vendan acciones al sector privado a fin de poder financiar sus inversiones de expansión.

En lo que respecta a la planificación de la operación del sistema, ésta es coordinada por el CDEC, -el sistema más desarrollado a la fecha es el del SIC, el SING se está estructurando-

distinguiéndose: (1) el largo plazo (un programa mensual para los próximos dos años, el que se actualiza cada mes) basado en los costos marginales entregados por el modelo de operación mensual del SIC, en que cada central hidráulica con embalses regulables sigue su propio modelo de optimización y que, en el caso de las centrales térmicas, considera los programas de mantenimiento; (2) el mediano plazo; cada mes se define el programa semanal para el mes siguiente, utilizando proyecciones de demandas horarias para días típicos, la generación horaria prevista para las centrales de pasada, consideradas las proyecciones hidrológicas, la energía mensual a generar por las centrales con embalses, de acuerdo a la hidrología, la planificación de largo plazo, y los programas de mantenimiento y costos de generación de las centrales térmicas; (3) corto plazo; cada día los organismos de operación se coordinan para elaborar el programa horario del día siguiente, en caso de producirse situaciones inesperadas, en tiempo real los despachos de carga de las empresas, se coordinan para absorber las diferencias.

El uso del sistema de transmisión es coordinado por el CDEC, a fin de velar por el derecho a servidumbre de las empresas generadoras sobre las líneas y la valorización de las inyecciones y retiros de potencia y energía por parte de los generadores, la que tiene relación con la renta del propietario de las líneas de transmisión. Lo anterior, si bien está así establecido en la normativa, no se cumple en la práctica pues el CDEC ha orientado sus esfuerzos hacia la coordinación y optimización del parque generador.

En principio, la planificación es responsabilidad del Estado. En los hechos, esta responsabilidad pareciera diluirse en la medida en que es mayor el grado de desintegración y que la iniciativa, en lo que respecta a los proyectos a incorporar en el plan de obras se origina en las empresas.

En la generación, la planificación se limita a estimar la evolución de la demanda, teniendo en cuenta las estimaciones alternativas de las propias empresas, para el próximo decenio y a definir el plan de obras. A este nivel el sector privado tiene un rol reactivo, es decir, comenta o, incluso, discute los resultados e impactos de la previsión de la demanda y presenta sus proyectos de centrales a la consideración de la CNE.

Debe destacarse el importante rol del sector privado en el CDEC, en lo que respecta a la toma de decisiones y desarrollo de modelos para la planificación operativa de mediano y corto plazo, descrita en el punto A.

En la distribución, actividad casi completamente privada, las decisiones de inversión son tomadas en forma independiente, por cada empresa, en función de las situaciones específicas y de mercado que ellas enfrentan. En esta actividad, el Estado se restringe a velar por que los incentivos -tarifas- sean los correctos, y cuando se trata de monopolios naturales, aplicar lo establecido por la regulación respectiva a fin de cautelar la eficiencia y calidad del servicio.

B. Limitaciones del sistema de planificación vigente

Las limitaciones del sistema de planificación vigente están vinculadas al marco asignado a la planificación por la reforma, el que desconoce la incidencia de la electricidad en la sustentabilidad

del desarrollo, entendido éste como un proceso con componentes de equidad, sustentabilidad del sistema, el uso eficiente de energía, medioambientales y de participación.

Ello se traduce en un tratamiento nulo, hasta la fecha, de las externalidades que derivan de la construcción y operación de las centrales eléctricas. La ley del medio ambiente incorpora parcialmente dichas externalidades, al imponer la necesidad de elaborar estudios de impacto ambiental para centrales de más de 3 MW. La internalización de dichos impactos, sean emisiones contaminantes o derivados de la instalación y construcción de las centrales hidroeléctricas (desplazamientos de poblaciones, inundaciones de terrenos agrícolas o forestales, alteración del caudal del río, etc.) se incorpora al costo, a través de las mayores inversiones.

Lo que no se internaliza son los impactos que no superan las normas ambientales, ello sólo sería posible si se comparasen proyectos alternativos, lo que no ocurre en el esquema de planificación indicativa en vigor.

La situación descrita penaliza el desarrollo de las energías renovables y, particularmente, de las tecnologías de uso eficiente de la electricidad.

En efecto, la reforma ignoró el uso eficiente de la energía, suponiendo que éste era un tema o campo de acción que podía asumir el mercado, sin reconocer que ninguno de los países donde el tema ha sido abordado con seriedad y las tecnologías correspondientes han alcanzado un grado de difusión significativo, han dejado el tema entregado exclusivamente al mercado.

De hecho, los países industrializados no sólo han establecido agencias especializadas destinadas a promover el uso eficiente de la energía sino que además han implementado normas y sellos de calidad, incentivos, programas de concientización y capacitación, etc. Complementariamente con ello han incorporado al esquema regulatorio la promoción del uso eficiente de la electricidad.

La reforma, tampoco ha permitido cautelar debidamente, la selección de las tecnologías, considerando criterios de sustentabilidad y conciliando el interés privado con el del país. Tal cual se señalaba en las primeras páginas de este estudio, el sector privado puede orientar el proceso de inversión hacia proyectos que satisfagan interés de corto plazo en desmedro de aquellos de largo plazo, se mencionaba, el caso de las plantas de ciclo combinado que generan ingresos a los pocos años de tomada la decisión. En efecto, ésta pareciera ser la tendencia en Chile, ya que la virtual introducción del gas natural en el país, se sustenta en la construcción de centrales con esta tecnología. Bajo estas tendencias, es probable que, por un lado, se estén evitando los riesgos inherentes a la construcción de centrales que demandan elevados capitales y una lenta maduración de las inversiones, pero por el otro, se desechen soluciones que podrían ser socialmente más adecuadas.

La planificación indicativa actual, no descarta un posible desinterés de las empresas privadas por invertir en generación y transmisión, lo que atentaría contra la sustentabilidad del sistema, aparentemente, ello se enfrenta mediante un esquema de precios que atraigan capitales que de otra forma podrían desviarse hacia otros países o sectores más interesantes desde el punto de vista de

la rentabilidad de las inversiones, o señalando, como última opción, que el Estado podría asumir la expansión, de no hacerlo las empresas privadas. Cabe preguntarse, ¿será capaz el Estado subsidiario de reaccionar a tiempo para realizar las inversiones que el sector privado no esté interesado en realizar? y, ¿dispondrá de los recursos -tanto técnicos como económicos- para abordar los proyectos correspondientes?

Por otra parte, la reforma priorizó la mejora de la eficiencia del sistema vía la "desconcentración" de la propiedad, la fijación de precios reales, y la conformación de mercados competitivos, ignorando los problemas de equidad. Por décadas, no sólo en Chile sino en América Latina, parte de los magros resultados operacionales de las empresas estatales se debieron a la atención y suministro de electricidad de sectores pobres o marginados y especialmente de los sectores rurales.⁸⁴ Desde el punto de vista del desarrollo con equidad, tales esfuerzos constituyen un deber de la sociedad.

El error de antaño, consistió en imponerle a las empresas objetivos no comerciales, obligándolas a asumir mandatos contradictorios ("rentables" por un lado y "desarrollistas" por el otro), lo que se tradujo en desfinanciamiento y/o en esfuerzos insuficientes e inconsistentes en materia de equidad, en función de las motivaciones de la administración de turno o de la coyuntura política. Tal error tiende a ser corregido. Hoy se imponen los precios de mercado y tienden a desaparecer los subsidios indiscriminados y en el caso de que éstos sean necesarios, son aplicados directamente al consumo; en los Estados Unidos, por ejemplo, existen numerosos casos de cómo las empresas eléctricas son reguladas a fin de promover objetivos de carácter social, mencionándose en ella que un cierto nivel de subsidio cruzado sería inevitable.⁸⁵

Los esfuerzos que hoy se realizan para incorporar los sectores rurales a la electrificación tropiezan con la dificultad que el tema no fue incorporado en el esquema global de planificación ni, por ende, en el esquema de regulación. Cabe preguntarse, ¿es posible que las modificaciones previstas a la ley eléctrica rectifiquen estos vacíos sin penalizar las empresas eléctricas ni desincentivar la inversión del sector ni tratar a los clientes rurales como los parientes pobres del sistema (los últimos a ser servidos, los últimos a recuperar el servicio, cuando éste se cae por falla de la red)?

C. La planificación y el desarrollo sustentable

Las consideraciones relativas a la sustentabilidad del subsector y de su contribución al desarrollo sustentable, deben incorporarse al proceso de planificación y al esquema regulatorio. Ello es más complejo en el caso chileno que en aquellos países en los cuales se inicia el proceso de reforma dado que en cierta medida significa modificar las reglas del juego que acompañaron al proceso de privatización y que hoy parecieran sustentar la dinámica del subsector, lo que no debiera ser motivo para eludir la necesidad de cambio.

Lo anterior sugiere que el logro de estos objetivos, deberían probablemente vincularse con una especie de asociación, en que las empresas percibieran los beneficios que tendría para ellas convertirse en actor protagónico del uso eficiente de la energía. La sustentabilidad ambiental se vería reforzada, y recibiría respaldos complementarios, no sólo de la banca multilateral, sino

también de la sociedad civil o de grupos organizados, renuentes a aceptar el desarrollo de grandes proyectos.

En consecuencia, la integración en los esquemas de planificación de las metas señaladas y de las presiones por integrar el medio ambiente en el diseño de los proyectos, permitirá satisfacer algunas de las condicionantes del desarrollo sustentable.

En lo que respecta a la planificación, se estima que la planificación integrada de recursos -conocida en Estados Unidos como IRP-, constituye una de las opciones más adecuadas para integrar el uso eficiente de la electricidad en el esquema regulatorio. Ella incorpora a las empresas eléctricas y a los entes regulatorios en un proceso de planificación, que consiste en identificar alternativas de oferta y demanda para satisfacer los requerimientos por servicios eléctricos teniendo en cuenta los factores económicos y ambientales.

Los principios básicos involucrados en el IRP son dos: mínimo costo para el usuario y tratamiento idéntico para las opciones basadas en la ampliación de la oferta y en el manejo de la demanda o eficiencia eléctrica. Sobre estas premisas se clasifican las diferentes tecnologías y programas de abastecimiento (distintas tecnologías de ahorro, manejo de la demanda máxima, energías renovables, cogeneración, y las centrales de ciclo combinado, hidroeléctricas, nucleares y turbina a vapor) según sus costos crecientes hasta satisfacer los requerimientos previstos.

Por otra parte, la reforma del sector eléctrico, y específicamente el marco regulatorio diseñado, no cauteló, ni tampoco previó, las consecuencias de las privatizaciones ni el importante rol, respectivamente, que habrían de jugar en la economía las empresas eléctricas o los grupos económicos presentes en dicho mercado. Las consecuencias de grados elevados de integración vertical y horizontal, e incluso transectorial perturban el funcionamiento adecuado del mercado eléctrico afectando la competitividad, la eficiencia de funcionamiento del sistema y, a largo plazo, la equidad.

La reglamentación actual soslaya los impactos que se derivan de un elevado grado de concentración, aún cuando algunas cifras permiten afirmar que la actual estructura del mercado eléctrico, estimula y fomenta dicho proceso. Experiencias reestructuradoras más recientes, han previsto las consecuencias negativas derivadas de ignorar tal fenómeno de concentración de la propiedad y sus consecuencias más globales en la economía, adoptando diversas medidas en la normativa.

Finalmente, el tema de la participación de los diversos actores involucrados en el desarrollo del sector, está ausente de la reglamentación actual. En rigor, los involucrados en los procesos de toma de decisiones son las empresas y el Estado, excluyéndose al consumidor y al público en general.

La incorporación de los consumidores o usuarios, debiera considerarse desde los primeros pasos de la reestructuración de la industria eléctrica, lo que quiere decir, participación en los procesos de privatización, en la verificación de la transparencia de los mismos y discusión en torno a los marcos regulatorios a implantar. En el funcionamiento del sistema mismo, debe ser considerada la

opinión de los consumidores, en la fijación de las tarifas, manejo del CDEC, definición de las opciones para satisfacer los requerimientos eléctricos del desarrollo, etc. Las formas que dicha participación podría adoptar, superan el alcance de este trabajo. En cualquier caso, ella debería contemplar un cierto compromiso que asegure por una parte, que dicha participación no se limita a un ejercicio formal y, por la otra, que no se inmovilice el sistema y se cautele la eficiencia del mismo.

- ¹ OLADE. El Papel del Estado en el Sector Energía, ENERLAC 93, Quito, Ecuador, noviembre 1992.
- ² La mayor solvencia relativa de las empresas eléctricas, frente a las agencias multi y bilaterales de financiamiento, impulsó a los gobiernos a utilizarlas como fuente indirecta de financiamiento para actividades que de otra manera no obtendrían respaldo por parte de dichas agencias.
- ³ OLADE. "La deuda externa de América Latina y el Caribe, un obstáculo al desarrollo energético regional", Actas del I Congreso Nacional de Energía, Santiago, Chile, abril 1990.
- ⁴ Banco Mundial y Electricité de France (EDF), "Power Supply in Developing Countries: Will Reform Work". Actas de la mesa redonda, Washington D.C., abril 27-28, 1993,
- ⁵ Adilson de Oliveira y Gordon MacKerron. "El enfoque del Banco Mundial sobre la reforma estructural y la privatización de la electricidad en el Reino Unido", Desarrollo y Energía, vol.2 N° 3, p.23. (1993) IDEE/FB, Bariloche, Argentina.
- ⁶ Oliveira y MacKerron; opus.cit. p.24.
- ⁷ Oliveira y MacKerron; opus.cit. p.25. Para los próximos cinco a diez años, las empresas eléctricas europeas invertirán en medidas de control ambiental lo mismo que en la construcción de nuevas centrales.
- ⁸ Banco Mundial y EDF; opus cit. p.18
- ⁹ Caruso, Guy. "World Energy Perspectives: Vision of the International Energy Agency", pp. 111-125, en OLADE. Conferencia Energética de América Latina y El Caribe. Memorias, Santa Fé de Bogotá, Colombia, 15-18 de junio de 1993.
- ¹⁰ Mayores serán las posibilidades de desconcentración de la propiedad en grandes sistemas eléctricos y menores, por ende, en sistemas pequeños como es el caso de los países de América Central.
- ¹¹ Banco Mundial, "La función del Banco Mundial en el sector de la electricidad", documento de política del Banco Mundial, Washington, D.C., junio de 1993, para el caso de España; y, para el caso de Noruega: Viqueira, J., "Cambios estructurales en la industria eléctrica", documento presentado en el XII Curso sobre Planificación Energética, PUE-UNAM, México, D.F., 29 de agosto al 9 de septiembre de 1994.
- ¹² Banco Mundial y EDF (1993).
- ¹³ Entrevista al Sr. Renato Salazar, quien fuera Gerente General de ENDESA durante varios años y entre 1990 y 1994, Presidente del Directorio de Colbún-Machicura.
- ¹⁴ En términos generales, todos o la gran mayoría de los países de la Región declaran tener políticas energéticas. El abuso de lenguaje, no debe hacer olvidar, que tal vez, una de las diferencias entre los países desarrollados y los países de la región es la ausencia de políticas energéticas, que por su trascendencia, se consagran como políticas de Estado, superando los estrictos límites de períodos gubernamentales. Las necesidades de caja de un gobierno, no deberían definir una política energética.
- ¹⁵ De Oliveira y MacKerron; opus cit. p. 43.
- ¹⁶ OLADE; opus. cit. noviembre 1992.
- ¹⁷ Viqueira, J.; opus cit. p.6.
- ¹⁸ Banco Mundial y EDF; opus cit., p. 69.
- ¹⁹ Entre otros, véase: Schatan, Jacobo (edit.). Crecimiento o Desarrollo. Un debate sobre la sustentabilidad de los modelos económicos. Fundación Friedrich Ebert y CEPUR. Santiago, 1991; Daly, Herman E. "Economía Ecológica y Desarrollo Sustentable", en Crecimiento o Desarrollo. Fundación Friedrich Ebert y CEPUR. Santiago, 1991; pgs. 19 a 46.; Goodland, Robert. "Ethical Priorities in Environmentally Sustainable Energy Systems: The Case of Tropical Hydropower", in Sustainable Development, vol.1, N° 4, pp 3-14, 1993; Goldemberg, J., Johansson, T.B., Reddy, A.K., y Williams, R.H. Energy for a Sustainable World. New Dehli, Wiley 517 p.; Sharachchandra, M. Lélé. "Sustainable Development: A Critical Review", World Development, vol. 19 N° 6, pp 607-621, 1991, Pergamon Press., UK.
- ²⁰ Daly, Herman E.; op.cit. p. 33.
- ²¹ Véase Schatan, Jacobo; op. cit. el concepto de transflujo p.22.
- ²² Díaz de Hasson, Graciela; Rafael A. Hasson, Hilda Dubrosky y Fernando Groisman. "Sistema Eléctrico Argentino: Estructura institucional, regulación y desempeño". Instituto de Economía Energética asociado a la Fundación Bariloche. Financiado por la Comisión para las Comunidades Europeas. IDEE, Buenos Aires, Argentina, mayo 1992.
- ²³ Moskovitz, D. y Swofford, G. "Revenue-per-Customer Decoupling", Regulatory Incentives for Demand-side Management, Editado por Nadel, S., Reid, M. y Wolcott, D., American Council for an Energy-Efficient Economy, Washington, D.C., May 1992.

- ²⁴ Entrevista al Sr. Renato Salazar.
- ²⁵ Aguirre Leo, Francisco. "Análisis Técnico Económico del Sector Eléctrico en Chile"; apuntes de clases. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago, 1994.
- ²⁶ Comisión Nacional de Energía (CNE). El Sector Energía en Chile. 1989.
- ²⁷ Aguirre, Francisco; (1994), op.cit., Cap. 2.1., p.7.
- ²⁸ Entre 1922 y 1930, se materializaron un conjunto de obras e instalaciones en generación, transmisión y distribución: Central hidroeléctrica Maitenes, Central Queltehues, líneas de 100 kV, la electrificación de ferrocarriles, entre otras.
- ²⁹ La colaboración del Instituto de Ingenieros en el sector eléctrico no terminó con la presentación de sendos informes, en 1936 y 1939 que derivaron en la formulación de una política eléctrica. Su participación se prolongó desde la creación de la CORFO y de la ENDESA, en el Consejo y Directorio de ellas. Véase: Política Eléctrica, Instituto de Ingenieros de Chile, Editorial Universitaria, Santiago, 1988.
- ³⁰ Devlin, Robert y Cominetti, Rosella. La Crisis de la Empresa Pública y las Privatizaciones. CEPAL/NU; abril de 1994, Santiago, Chile.
- ³¹ OLADE; opus.cit. "El subsector eléctrico: Desarrollo histórico: Unico modelo predominante y diversidad situaciones específicas; Opciones para la reestructuración del sector eléctrico; El Papel del Estado en el Subsector Eléctrico".
- ³² CNE (1989); op.cit. p. 109.
- ³³ En 1949, a través de un decreto emanado del Ministerio del Interior, se establecieron restricciones de energía eléctrica en las provincias de Santiago y Valparaíso, zona de concesión y abastecimiento monopólico por parte de la Cía Chilena de Electricidad, con el fin de hacer frente a la situación de desabastecimiento generado por la insuficiencia de sus inversiones.
- ³⁴ Aguirre, Francisco; (1994), op.cit. Cap. 2.1., p.14.
- ³⁵ Ibid. p.17.
- ³⁶ Aguirre, Francisco; (1994), op.cit. Cap. 2.2., p.2.
- ³⁷ Paredes, Ricardo. "Sector Eléctrico y Mercado de Capitales". CEPAL, Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ, Energía y Desarrollo en América Latina, Santiago, diciembre de 1994.
- ³⁸ Agurto, Renato. "El desarrollo del sector eléctrico en las últimas dos décadas", en Primer Congreso Nacional de Energía: Energía y Desarrollo, Actas Vol. I, pp. 77-85, organizado por el PRIEN, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 1-6 de abril de 1990.
- ³⁹ Centro de Estudios Públicos. "El Ladrillo". Bases de la Política Económica del Gobierno Militar Chileno. Santiago, junio de 1992. Esta publicación esboza algunas de las intenciones y objetivos perseguidos por la política económica del Gobierno Militar.
- ⁴⁰ En efecto, los propósitos privatizadores y desreguladores impulsados a principios de los ochenta, conocieron una cierta pausa debido al desajuste y recesión que conoció la economía chilena en los años 1982 y 83, e incluso se detuvo y revirtió dicho proceso con la intervención estatal de la banca privada y de ciertas empresas productivas. La situación económica se había tornado complicada, repercutiendo en la situación política del país. A partir de 1980, el primer objetivo del Gobierno Militar era consolidar la Constitución que hicieron aprobar mediante un plebiscito en 1980, subordinando el resto de los objetivos a éstos. El Gobierno Militar evitó tomar medidas que pudiesen traducirse en costos políticos importantes. Beyer, Harald. "La privatización de la distribución de energía eléctrica: El caso de Chilectra Metropolitana", en Revista de Estudios Públicos, pp.129-158..
- ⁴¹ Devlin, Robert y Cominetti, Rosella; op.cit. p.26. Desde una perspectiva distinta, véase también: Kikeri, Sunita; John Nellis y Mary Shirley. "Privatization: Lessons from Market Economies". The World Bank vol 9, Nº 2, July 1994, Research Observer, pp 241-272.
- ⁴² Beyer, Harald; op.cit. p.143.
- ⁴³ Agurto, Renato; op.cit. p.78 y, CNE (1989); op.cit. p. 116.
- ⁴⁴ Adicionalmente, se establecían políticas relativas a la ejecución y financiamiento de los medianos y grandes proyectos de centrales generadoras y correspondientes sistemas de transmisión, así como una política de retiro y de reinversión de utilidades en empresas estatales y mixtas. CNE (1989).
- ⁴⁵ CNE. (1989); op. cit. p. 126.
- ⁴⁶ Los precios de nudo, que son los que se aplican a los suministros que efectúan las empresas generadoras a los concesionarios de distribución se establecen a partir de los costos marginales resultantes de satisfacer la demanda

de potencia de punta (kW) y energía (kWh) en cada uno de los puntos o nudo de entrega a las redes de distribución, para que el sistema sea operado en forma óptima. El precio de la potencia de punta, se establece tomando como referencia el costo unitario (por kW) de instalaciones de turbinas de gas.

⁴⁷ Hachette, Dominique (et al). Seis casos de privatización en Chile. BID. Serie Documentos de Trabajo N° 117, Washington, DC, 1992.

⁴⁸ Ibid. p. 268. Véase también: Covarrubias and Suzanne B. Maia (Advisory Group). Reforms and Private Participation in the Power Sector of Selected Latin American and Caribbean and Industrialized Countries. Volumen I. Discussions of Issues, Latin American and the Caribbean Technical Department, Regional Studies Program. World Bank, March 1994.

⁴⁹ Hachette, Dominique y Rolf Lüders. La privatización en Chile. Santiago de Chile. Centro Internacional para el Desarrollo Económico (CINDE), 1992; citado por Devlin, Robert y Cominetti, Rosella; op.cit. p.43.

⁵⁰ Hachette (et. al) op. cit. p.288.

⁵¹ Además, las nuevas plantas eléctricas se deberían constituir como compañías mixtas o subsidiarias, con participación privada mayoritaria, siendo el mercado el encargado de regular las operaciones de la compañía y de sus subsidiarias.

⁵² "...En julio de 1985, el Banco Central puso término a la existencia del dólar preferencial, lo que implicó anular US\$ 357 millones del activo intangible de ENDESA, valor que a la vez debió registrarse como una pérdida, disminuyendo así el patrimonio". Hachette, Dominique (et al); op.cit., p. 272. De acuerdo a los autores citados, esto es un hecho, entre otros más, de pérdida patrimonial y que habría sido posteriormente recuperada. El argumento en contrario, señala que tal pérdida obedeció a la necesidad de hacer atractiva la venta de la empresa, y que además fue recuperada en la venta misma de la empresa. Los sustantivos incrementos en los valores accionarios de la empresa en años posteriores, corroboran esta última afirmación.

⁵³ Hachette (et. al) op.cit. 277. El valor económico de la empresa se determinó de acuerdo a lo señalado por asesores de la Universidad Católica de Chile y de la Universidad de Chile. Además, ENDESA, encargó un estudio de evaluación y clasificación de sus acciones al Instituto de Economía de la Universidad Católica de Chile, en tanto que CORFO, ENDESA, y BICE Chileconsult, Agente de Valores efectuaron sus propios estudios.

⁵⁴ Guardia, Alexis, "Las empresa públicas y su privatización", El Diario, jueves 27 de octubre de 1994. De acuerdo al artículo, diversos estudios han demostrado que en las privatizaciones realizadas entre 1986 y 1988, período en el que se privatizó ENDESA, el Estado habría obtenido en promedio un precio inferior en un 45,1% al valor económico de los paquetes accionarios vendidos.

⁵⁵ Devlin, Robert y Cominetti, Rosella. op.cit. p. 46.

⁵⁶ Estrategia 3-9 noviembre de 1986.

⁵⁷ Principalmente las revistas de oposición de la época, tales como: Cauce, Análisis, a lo largo del año 1986 y principios de 1987. En el caso de El Mercurio, el tema fue preferentemente abordado en la Sección Cartas al Director por parte, entre otros, de un tenaz crítico, el ingeniero Raúl Sáez.

⁵⁸ En carta enviada a El Mercurio el 22 de enero de 1987.

⁵⁹ Devlin, Robert y Cominetti, Rosella. op.cit. p. 59.

⁶⁰ Ibid. p.75

⁶¹ Cortés, Marcelo. "Estructura de Propiedad de Empresas del Sector Eléctrico Chileno", documento elaborado en el marco del curso: Análisis y operación de sistemas de potencia. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, septiembre de 1994.

⁶² Blanlot, Vivianne. "La regulación del sector eléctrico: la experiencia chilena", en Hacia el Estado Regulador, Oscar Muñoz (edit). CIEPLAN, Santiago, 1993.

⁶³ Aguirre Leo, Francisco. "La Ley Eléctrica Chilena. Comentarios generales a la regulación y al escenario actual del sector". Agosto 1994, Santiago, Chile.

⁶⁴ V. Blanlot; op. cit. p. 305.

⁶⁵ Aguirre, Francisco, (1994); op.cit. , Cap. 1., p.9.

⁶⁶ Estas mejores condiciones de competencia en el mercado, permiten la aparición de "nuevos" productos a clientes finales, especialmente a aquellos que se proveen directamente de las generadoras. Es el caso de la energía a precios spot, cuyo objetivo es incentivar la demanda adicional a un bajo precio, el que a su vez proviene de condiciones de sobreoferta estacional o hidrológica. Aguirre, Francisco, op. cit. p. 13.

⁶⁷ Viqueira, J., opus cit. p.4.

⁶⁸ V. Blanlot; op.cit. 307.

- ⁶⁹ Instituto de Ingenieros de Chile. "Proyecto de ley que modifica el Código de Aguas; Opinión del Instituto", Revista Ingeniería Chilena, N° 413, año 1994.
- ⁷⁰ V. Blanlot: op.cit. 307.
- ⁷¹ Ibidem.
- ⁷² Comisión Nacional de Energía. Proyecto de Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Septiembre de 1994. Santiago de Chile.
- ⁷³ Aguirre Leo, Francisco (1994), op. cit. p.14.
- ⁷⁴ Factor clave es el manejo de embalses, la libertad para decidir sobre el uso de fondos, lo que a su vez ha creado conflictos entre la eficiencia económica y social. Véase al respecto, Hachette D., y Lüders. (1992), p.300.
- ⁷⁵ Aguirre Leo, Francisco. "El mercado competitivo de generación en Chile experiencia de Colbún S.A. Durante 1986-1993, CIER, Venezuela, 1994.
- ⁷⁶ En realidad en estos últimos años, se ha optado por contratar consultores o empresas consultoras para ejercer labores propias de la CNE al interior de ella, fenómeno por demás cuestionable en la medida que éstos no están impedidos de ejercer asesorías a los propios regulados.
- ⁷⁷ CNE (Septiembre, 1994). op.cit.
- ⁷⁸ El Diario, 12 de agosto de 1994. El artículo señala que: Chile para sus clientes residenciales tiene una tarifa de 11,2 centavos de US\$/kWh y 5,4 centavos de US\$/kWh para el cliente industrial. Los datos se refieren a los precios de la electricidad a principios de 1994 e incluyen impuestos. Otros países: Sudáfrica 7,3 y 5,3 respectivamente; Canadá: 12,8 y 9,2; etc.
- ⁷⁹ Ibidem. El texto es el siguiente: "...La ubicación de Chile en este estudio comparativo de precios medios de la electricidad se explica principalmente por la eficiencia alcanzada por la empresas del sector en los últimos años".
- ⁸⁰ "Privatizar no es cura mágica para la industria", señala un artículo que resume los resultados de una investigación realizada por la investigadora Gillian Kellock, de la Caledonian University en Glasgow: "...El apoyo público hacia la privatización ha variado con los años y muchos británicos se quejan de que el gobierno está liquidando los activos de la nación y se ha vuelto indiferente ante los elevados salarios de los ejecutivos mientras no se cumplen las promesas de bajos precios". El Diario, diciembre 1994.
- ⁸¹ Menke, Ch. y Fazzari, Improving Electric Power Utility Efficiency: Issues and Recomendations, World Bank Technical Paper N° 243, Energy Series, Word Bank, Washington, D.C., 1994.
- ⁸² Cabe preguntarse si es la CNE el organismo más adecuado para cumplir tan amplias labores, pero muy especialmente, a partir de los desafíos que derivan de un proceso de desarrollo con equidad y sustentable, toda vez que este organismo fue creado para privatizar el sector energético.
- ⁸³ Comisión Nacional de Energía. El Sector Energía en Chile, Santiago, Chile, diciembre 1993.
- ⁸⁴ CNE (diciembre 1993) op.cit.
- ⁸⁵ OLADE (noviembre 1992), op.cit. p.37.
- ⁸⁶ Aguirre, Francisco (1994), CIER; op.cit. p.24.